



**Bruno Miguel Gonçalves Valente**

Licenciado em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de Computadores

## **Sistema de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Geradores de Indução Duplamente Alimentados**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Co-orientador: Doutor João Miguel Murta Pina, Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

**Júri:**

Presidente: Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves

Arguente: Doutor Rui Manuel Esteves Araújo

Vogais: Doutor João Francisco Alves Martins

Doutor João Miguel Murta Pina



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Fevereiro 2014**





**Bruno Miguel Gonçalves Valente**

Licenciado em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de Computadores

## **Sistema de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Geradores de Indução Duplamente Alimentados**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Co-orientador: Doutor João Miguel Murta Pina, Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves

Arguente: Doutor Rui Manuel Esteves Araújo

Vogais: Doutor João Francisco Alves Martins

Doutor João Miguel Murta Pina



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Fevereiro 2014**



# **Direitos de Cópia**

## **Sistemas de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Geradores de Indução Duplamente Alimentados**

COPYRIGHT 2014 Bruno Miguel Gonçalves Valente

COPYRIGHT 2014 Faculdade de Ciências e Tecnologia

COPYRIGHT 2014 Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



# Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer ao Departamento de Engenharia de Electrotecnia da Faculdade de Ciências e Tecnologia pelo contributo prestado na minha formação pessoal e profissional.

Aos orientadores, Professor João Martins e Professor João Murta Pina pelo conhecimento, apoio e motivação dada ao longo deste trabalho.

Ao meu colega e amigo Fábio Alves pela amizade ao longo destes anos e também pela sua colaboração que tornou possível a realização deste projecto.

Ao Miguel Marques pela amizade, partilha de conhecimentos e experiências com as quais sempre nos brindou e animou nos bons e maus momentos.

A todos os colegas: Fábio Júlio, Flávio Diniz, Pedro Gomes, Tiago Xavier, Luís Lopes, Micael Simões, Carlos Carvalho, Carlos Calmeiro, Luís Miranda, João Santos, Rui Branco, Bruno Caixinha, Pedro Oliveira, João Chalaça, Raquel Melo, Vitor Astúcia, Bruno Duarte, Vanessa Chamorrinha, Pedro Almeida, Ricardo Legas, Gonçalo Azevedo com quem tive o prazer de partilhar a sala de aula e criar laços de amizade.

À minha família e amigos pelo apoio e amizade agora e sempre.

Aos meus pais, Rosalina e Carlos, ao meu irmão e cunhada, Samuel e Isabel, pelo apoio incondicional e pelo contributo na minha educação. E sem esquecer o meu sobrinho Santiago, que mesmo sendo recém – nascido já marcou esta etapa da minha vida.

Finalmente, quero deixar um agradecimento especial à minha namorada Sónia pelo seu amor, motivação e compreensão durante a realização deste trabalho.





# Sumário

O uso de fontes de energia renovável na produção de energia eléctrica tem vindo registar um crescimento, como consequência das políticas ambientais que durante as últimas décadas têm promovido o uso de energias limpas. Entre as diversas fontes de energia renovável, a energia eólica ocupa um lugar de destaque com um crescimento de 28% nos últimos 15 anos.

Com a implementação da energia eólica na rede eléctrica, o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) tem sido bastante utilizado devido à sua robustez. Contudo, e tendo em conta as características dos sistemas de energia eólica, estes estão susceptíveis a elementos naturais, tais como ventos fortes e chuvas, que podem provocar falhas no gerador de indução e afectar a performance do sistema.

Manter em funcionamento o GIDA durante a ocorrência de uma falha é indesejável e pode ter consequências graves para o próprio equipamento. Desta forma, é importante que os sistemas de energia eólica disponham de sistemas de detecção e diagnóstico de falhas. Com estes sistemas é possível detectar a presença de falhas no seu estado inicial e assim evitar a degradação dos equipamentos e da rede.

Em suma, o principal objectivo deste trabalho é desenvolver um sistema de detecção e diagnóstico de falhas baseado na análise das correntes do estator de um GIDA. O sistema proposto usa técnicas como o PCA e FFT, para o processamento das correntes lidas e assim detectar possíveis falhas.

**Palavras-Chave:** Gerador de indução Duplamente Alimentado, GIDA, Detecção e Diagnóstico de Falhas, Energia Eólica, PCA, FFT.



# Abstract

The renewable sources for wind energy production are growing as an environmental policies consequence, that the last decades promoted the use of clean energy. Among all renewable sources, the wind energy occupies a featured place with a 28% growth in last 15 years.

With the wind energy introduction into the electrical grid, the doubly fed induction generator (DFIG) has been used due to its robustness. However, the wind energy systems are susceptible to various natural elements, such as, strong wind and rain that can cause faults in the induction generator and affect the system performance.

Keep the running of a DFIG during a fault is not desirable and can be serious consequences for the equipment and to the electrical grid. This way is important that the wind energy system has a fault detection and diagnosis system. Through these systems is possible to detect faults in the beginning and avoid the equipment and electrical grid degradation.

The main objective of this thesis is to develop a system to fault detection and diagnosis based on DFIG current signature analysis. The developed system uses the PCA and FFT techniques to process currents to detect the presence of possible faults.

**Keywords:** Doubly fed induction generator, DFIG, fault detection and diagnosis, wind Energy, PCA, FFT.



# Lista de Conteúdos

<b>Agradecimentos .....</b>	<b>I</b>
<b>Sumário .....</b>	<b>III</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>V</b>
<b>Lista de Conteúdos .....</b>	<b>VII</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de Símbolos .....</b>	<b>XV</b>
<b>Acrónimos .....</b>	<b>XVII</b>
<b>1-Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1    Motivação.....	2
1.2    Objectivos.....	4
1.3    Estrutura .....	4
<b>2-Estado da Arte.....</b>	<b>5</b>
2.1    Introdução.....	5
2.1.1    Terminologia e Definições .....	5
2.1.2    Classificação de uma Falha .....	6
2.2    Falhas de uma Máquina de Indução .....	6
2.3.1    Falhas Eléctricas.....	8
2.3.2    Falhas Mecânicas.....	10
2.3    Técnicas de Detecção e Diagnóstico .....	11
2.4.1    Métodos Eléctricos .....	12
2.4.2    Métodos Mecânicos.....	13
2.4    Estudos Recentes.....	15
<b>3-Máquina de Indução .....</b>	<b>19</b>
3.1    Máquina de Indução .....	19
3.1.1    Princípio de Funcionamento.....	19
3.1.2    Máquina de Indução como Gerador .....	20
3.2    Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....	21

3.2.1	Princípio de Funcionamento .....	21
3.2.2	Conversor <i>Back-to-Back</i> .....	23
3.2.3	Controlo Directo de Potência .....	24
<b>4</b>	<b>Sistemas de Detecção e Diagnóstico de Falhas.....</b>	<b>31</b>
4.1	Sistema de Detecção e Diagnóstico de Falhas.....	31
4.1.1	Características de SDD .....	31
4.1.2	Princípio de funcionamento.....	33
4.1.3	SDD On-line vs Off-line.....	34
4.2	Análise das componentes Principais (PCA) .....	35
4.2.1	<i>PCA</i> - Aquisição de Dados e Processamento de Sinal .....	35
4.2.2	<i>PCA</i> - Detecção e Diagnóstico de falhas .....	37
4.3	Análise Espectral – FFT .....	40
4.3.1	<i>FFT</i> - Aquisição de Dados e Processamento de Sinal .....	40
4.3.2	Detecção e Diagnóstico de falhas .....	41
4.4	Comparação entre PCA e FFT .....	43
<b>5</b>	<b>Implementação e Resultados .....</b>	<b>45</b>
5.1	Arquitectura do GIDA .....	45
5.2	Modelo Matemático do Gerador de Indução.....	46
5.3	Parâmetros do GIDA .....	51
5.4	Resultados de Simulação.....	52
5.4.1	Simulação 1 – Funcionamento Sem Falhas .....	52
5.4.2	Simulação 2 – Falhas no Estator.....	56
5.4.3	Simulação 3 - Falhas no rotor.....	70
<b>6</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>77</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>79</b>
	<b>Anexo A .....</b>	<b>87</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Evolução do tamanho e capacidade das turbinas ao longo dos últimos anos (adaptado de [2]).	1
Figura 1.2 – Emissão de gases de efeito de estufa por sector em 2010 (adaptado de [5]).	2
Figura 1.3 – Consumo de Energia eléctrica proveniente de Energia eólica em 2011 (adaptado de [3]).	3
Figura 2.1 – Variação ao longo do tempo das falhas. (a) Falha abrupta. (b) Falha Intermitente. (c) Falha Crescente.	6
Figura 2.2 – Componentes principais de uma turbina eólica (Adaptado de [16]).	7
Figura 2.3 – Percentagem de falhas de uma turbina eólica no ano de 2012 [15].	7
Figura 2.4 – Falhas típicas numa máquina de indução (Adaptado [20]).	8
Figura 2.5 – Percentagem de falhas de uma máquina de indução (Adaptado [20]).	8
Figura 2.6 – Falhas típicas nos enrolamentos do estator por defeito no isolamento. A) Curto-circuito entre duas fases. B) Curto-circuito na zona final do núcleo do estator. C) Curto-circuito entre o enrolamento e o núcleo do estator [22].	9
Figura 2.7 – Rotor com várias barras quebradas [24].	10
Figura 2.8 – Constituição dos rolamentos de uma máquina de indução	11
Figura 2.9 – Análise do fluxo magnético de um motor eléctrico [32].	13
Figura 2.10 – Análise térmica de um motor eléctrico	14
Figura 3.1 – Campo girante de uma máquina de indução [45].	20
Figura 3.2 – Tipologia de um GIDA.	22
Figura 3.3 – Fluxo de Potência dos diferentes modos de operação de uma GIDA.	23
Figura 3.4 – Conversor <i>back-to-back</i> [52].	24
Figura 3.5 – Arquitectura de alto nível do CDP.	25
Figura 3.6 – Esquema de controlo do conversor do lado do rotor [51].	26
Figura 3.7 – Comparadores de Histerese. A) Comparador de 3 níveis para a potência activa. B) Comparador de 2 níveis para a potência reactiva [51].	27
Figura 3.8 – Esquema de controlo do conversor do lado da rede.	28
Figura 3.9 – Esquema de controlo do Phase Locked Loop (adaptado de [59]).	29
Figura 4.1 – Modelo simplificado de um SDD (Adaptado de [27]).	33
Figura 4.3 – Algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.	37
Figura 4.4 – Evolução no tempo dos valores próprios.	38
A) $\lambda_1 = \lambda_2 = \text{const.}$ B) $\lambda_1 \neq \lambda_2$ . C) $\lambda_1 = \lambda_2$ .	38
Figura 4.5 – Representação do vector de transformação $\alpha\beta$ em funcionamento sem falhas (adaptado de [73]).	39

Figura 4.6 – Representação gráfica do vector de correntes $\alpha\beta$ de um gerador com falhas no estator. A) Falha na fase A. B) Falha na fase B. C) Falha na fase C (adaptado de [73]) .....	39
Figura 4.7 – Representação gráfica do vector de correntes $\alpha\beta$ de um gerador com falhas no rotor (adaptado de [72]). .....	40
Figura 4.8 – Espectro ideal das correntes do estator sem falhas. ....	41
Figura 4.9 – Espectro das correntes do estator com fases do estator em curto-circuito. ....	42
Figura 4.10 – Espectro ideal das correntes do estator com barras do rotor quebradas. ....	42
Figura 5.1 – Diagrama de blocos do GIDA e SDD. ....	45
Figura 5.2 – Disposição dos enrolamentos do estator e do rotor [51]. ....	47
Figura 5.3 – Esquema simplificado do circuito eléctrico A) Estator. B) Rotor em curto-circuito. ....	47
Figura 5.4 – (A) Evolução das correntes do estator para os dados 1. (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ . (C) Análise de frequência das correntes do estator. ....	53
Figura 5.5 – Variação dos valores próprios para os dados 1 (tabela 5.3). ....	54
Figura 5.6 – (A) Evolução temporal das correntes do estator para os dados 2 (tabela 5.4). (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ . (C) Análise de frequência das correntes do estator. ....	55
Figura 5.7 – Variação dos valores próprios para os dados 2. ....	55
Figura 5.8 – Evolução temporal das correntes do estator para a simulação 1 (tabela 5.5). ....	56
Figura 5.9 – Vector de transformação $\alpha\beta$ com falha na fase A. ....	57
Figura 5.10 – Variação dos valores próprios com falha na fase A. ....	57
Figura 5.11 – Análise Espectral das correntes do estator com falha na fase A. ....	58
Figura 5.12 – (A) Evolução temporal das correntes do estator com falha na fase A. (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ . ....	59
Figura 5.13 – Variação dos valores próprios com falha na fase A. ....	60
Figura 5.14 – Espectro de Correntes para a simulação 2.2. ....	61
Figura 5.15 – Comparação entre os vectores $\alpha\beta$ da simulação sem falha e com falha na fase A. A) Correntes $\alpha\beta$ com factor de severidade 0% e 10%. B) Correntes $\alpha\beta$ com factor de severidade 0% e 33%. ....	62
Figura 5.16 – Diferença entre os valores próprios para ambas as falhas aplicadas e sem falhas. ....	62
Figura 5.17 – Comparação entre os espectros de corrente da simulação sem falhas e com falhas para a fase A. A) Espectro de correntes com factor de severidade 0% e 10%. B) Espectro de correntes com factor de severidade 0% e 33%. ....	63
Figura 5.18 – Vector de Transformação $\alpha\beta$ para os dados 1 com falha na fase B. A) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 33%. ....	64
Figura 5.19 – Análise espectral para os dados 1 com falha na fase B. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%. ....	64



Figura 5.20 – Vector de Transformação $\alpha\beta$ para o conjunto de dados da tabela 5.4 com falha na fase B. A) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 33%.....	65
Figura 5.21 – Análise espectral para os dados 2 com falha na fase B. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%.....	65
Figura 5.22 – Vector de Transformação $\alpha\beta$ para os dados das tabelas 5.3 (cor azul) e 5.4 (cor vermelha) com falha na fase B. A) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 33%.....	66
Figura 5.23 – Análise espectral para os dados da tabela 5.3 e 5.4 com falha na fase B com factor de severidade de 10%.....	66
Figura 5.24 – Análise espectral para os dados da tabela 5.3 e 5.4 com falha na fase B com factor de severidade de 33%.....	67
Figura 5.25 – Vector de Transformação $\alpha\beta$ para os dados da tabela 5.3 com falha na fase C. A) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação $\alpha\beta$ para falha com factor de severidade de 33%.....	67
Figura 5.26 – Análise espectral para os dados 1 com falha aplicada na fase C. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%.....	68
Figura 5.27 – Vector de Transformação $\alpha\beta$ com factor de severidade de 33%. A) Fase A. B) Fase B. C) Fase C.....	69
Figura 5.28 – A) Evolução temporal das correntes do estator com falhas no rotor com $SF_r=13\%$ . (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ .....	70
Figura 5.29 – A) Evolução temporal das correntes do estator com falhas no rotor com $SF_r=34\%$ . (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ .....	71
Figura 5.30 – Variação dos valores próprios para falhas no rotor. A) Fase B - $SF_r = 13\%$ . (B) Fase B - $SF_r = 34\%$ .....	72
Figura 5.31 – Análise Espectral com falhas no rotor com - $SF_r = 13\%$ . ....	72
Figura 5.32 – Análise Espectral com falhas no rotor com $SF_r = 33\%$ .....	73
Figura 5.33 – A) Evolução temporal das correntes do estator do conjunto de dados 2 com falha no rotor com $SF_r=12\%$ . (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ . ....	74
Figura 5.34 – A) Evolução temporal das correntes do estator do conjunto de dados 2 com falha no rotor com $SF_r=33\%$ . (B) Vector de transformação $\alpha\beta$ . ....	75
Figura 5.35 Variação dos valores próprios para o conjunto de dados 2 com falha do rotor aplicada A) Fase B - $SF_r=12\%$ . (B) Fase - $SF_r=33\%$ . ....	75
Figura 5.36 – Análise Espectral com falhas no rotor para os dados 2 com - $SF_r = 12\%$ .....	76
Figura 5.37 – Análise Espectral com falhas no rotor para os dados 2 com - $SF_r = 33\%$ .....	76



# Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Modos de operação de um GIDA [51]. .....	22
Tabela 3.2 – Sector do fluxo do rotor em função do seu ângulo. ....	26
Tabela 3.3 – Vectores de Tensão do rotor [51]. .....	27
Tabela 3.4 – Sector do vector de Tensão em função do seu ângulo. ....	30
Tabela 3.5 – Vectores de Tensão da rede .....	30
Tabela 4.1 – Principais características de um SDD [26]. ....	32
Tabela 5.1 – Parâmetros do gerador de indução. ....	51
Tabela 5.2 – Parâmetros do conversor electrónico de potência e filtro do lado da rede. ....	52
Tabela 5.3 – Parâmetros de simulação: Dados 1. ....	53
Tabela 5.4 – Parâmetros de simulação: Dados 2. ....	54
Tabela 5.5 – Dados de Simulação 1 e 2 com falha na fase A. ....	56
Tabela 5.6 – Vectores Próprios para falhas no estator. ....	69



# Lista de Símbolos

$E$  – Matriz de correlação

$f_{est}$  – Frequência de falha do estator

$f_r$  – Frequência de falha do rotor

$f_s$  -Frequência de alimentação

$i_{abc}$  – Valor instantâneo das correntes trifásicas do estator

$i_e$  – Valor instantâneo da corrente do estator

$i_r$  - Valor instantâneo da corrente do rotor

$i_\alpha, i_\beta$  – Componentes  $\alpha\beta$  das correntes do estator

$J$ - Coeficiente de inércia

$K_1$  – Coeficiente de atrito viscoso

$L_e$  – Matriz de coeficientes de indução próprio e mútuo dos enrolamentos do estator

$L_{er}$  – Matriz de coeficientes de indução próprio e mútuo dos enrolamentos do estator e rotor

$l_e$  - Coeficiente de indução próprio principal do estator

$l_{ge}$  - Coeficiente de indução de fugas do estator

$L_r$  – Matriz de coeficientes de indução próprio e mútuo dos enrolamentos do estator

$l_r$  - Coeficiente de indução próprio principal do rotor

$l_{gr}$  - Coeficiente de indução de fugas do rotor

$M_e$  – Coeficiente de indução mútua entre fases do estator

$M_{er}$  – Coeficiente de indução mútua entre fases do estator e rotor

$M_r$  – Coeficiente de indução mútua entre fases do estator

$p$  – Par de pólos da máquina de indução

$R_e$  – Resistência dos enrolamentos do estator

$R_r$  – Resistência dos enrolamentos do rotor

$s$  - Escorregamento

SF – Factor de severidade

$T_c$  – Binário de Carga

$T_e$  – Binário electromagnético

$T_{\text{viscoso}}$  – Binário Viscoso

$u_{abc}$  – Valor instantâneo da tensão trifásica

$u_e$  – Tensão instantânea do estator

$u_r$  – Tensão instantânea do rotor

$\lambda$  – Valores Próprios

$\omega$  – Velocidade angular

$\psi_e$  – Fluxo instantâneo do estator

$\psi_r$  - Fluxo instantâneo do rotor

# Acrónimos

AI - Inteligência Artificial

CDP - Controlo Directo de Potência

DFIG - Doubly Fed Induction Generator

DWT - Transformada discreta de Wavelet (Discrete Wavelet Transform)

EPVA - Análise do vector de Park aproximado (Extended Park Vector Approach)

FFT - Transformada rápida de Fourier (Fast Fourier Transform)

FSA - Análise da assinatura do fluxo

GIDA - Gerador de Indução Duplamente Alimentado

MCSA - Análise da assinatura das correntes da máquina

MIDA - Máquina de Indução Duplamente Alimentada

PCA - Análise das Componentes Principais

PLL – Phase Locked Loop

SDD - Sistema de Detecção e Diagnóstico



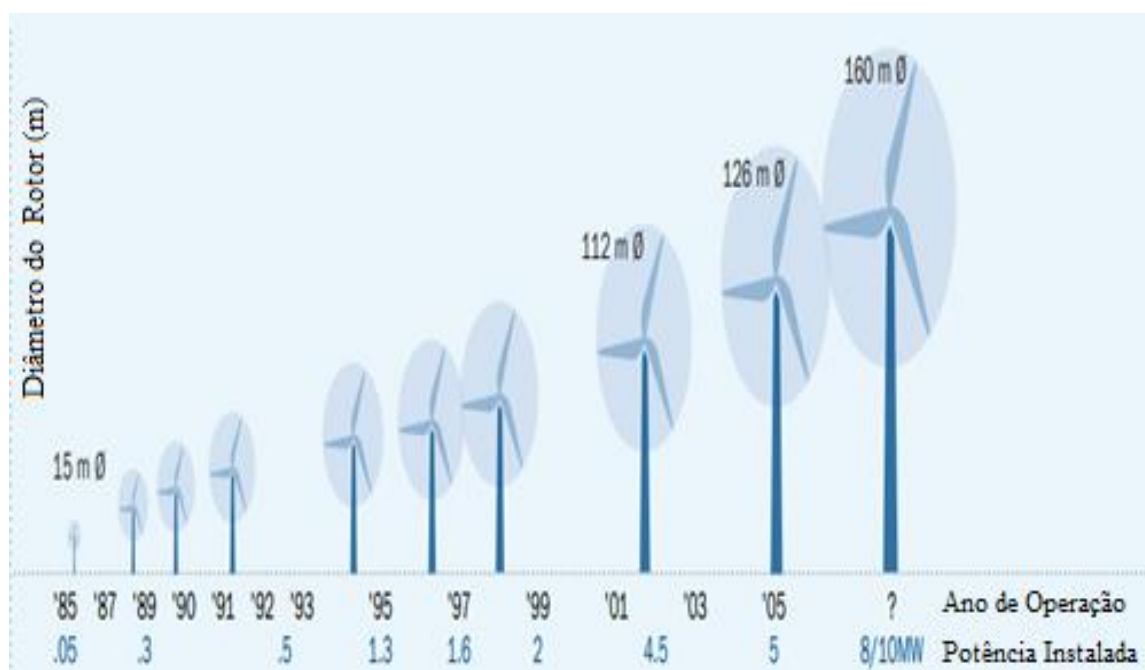


# Capítulo 1

## Introdução

A energia Eólica é um recurso utilizado há milhares de anos em diversos tipos de aplicações. A utilização da energia proveniente do vento surge com a necessidade do Homem criar ferramentas para o auxílio de actividades quotidianas, como a agricultura, bombagem de água e também em barcos movidos pela força do vento.

Em 1887, Charles F. Brush desenvolveu a primeira turbina eólica, sendo que esta máquina tinha uma capacidade de 12 kW, um rotor com 17m de diâmetro e 144 pás [1]. Mais tarde em 1970, começaram a ser produzidas em serie, e deste então tem havido um enorme desenvolvimento quer a nível de dimensão como também na sua capacidade de produção, como se pode constatar pela figura 1.1 [2].



**Figura 1.1** – Evolução do tamanho e capacidade das turbinas ao longo dos últimos anos (adaptado de [2]).

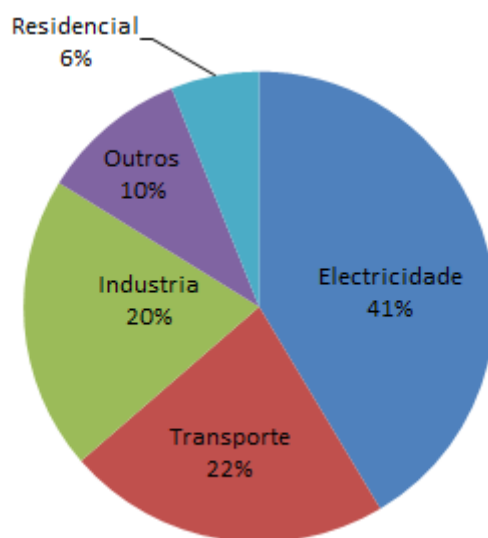
Com a rápida evolução da energia eólica, esta tornou-se uma das fontes mais atractivas ao longo dos últimos anos, com uma das maiores taxas de crescimento ao ano, 3.1% ao ano desde de 2008 [3]. O rápido crescimento das fontes de energia eólica deve-se principalmente as vantagens que estas apresentam, tais como: ser uma fonte não poluente, contribuindo assim para um futuro

sustentável, é uma fonte segura não apresentando desperdícios perigosos, e ao contrário da energia proveniente de fontes fósseis, o seu custo diminui com o tempo [4].

## 1.1 Motivação

### Preocupações Ambientais

Devido às alterações climáticas provocadas pelo aumento da temperatura, existe a necessidade de reduzir a energia proveniente de combustíveis fósseis que actualmente apresenta um elevado índice de emissões de gases de efeito de estufa, ver figura 1.2 [5]. Desta maneira tornou-se crucial implementar diversas políticas no sentido de incentivar o uso de energia proveniente de fontes renováveis.

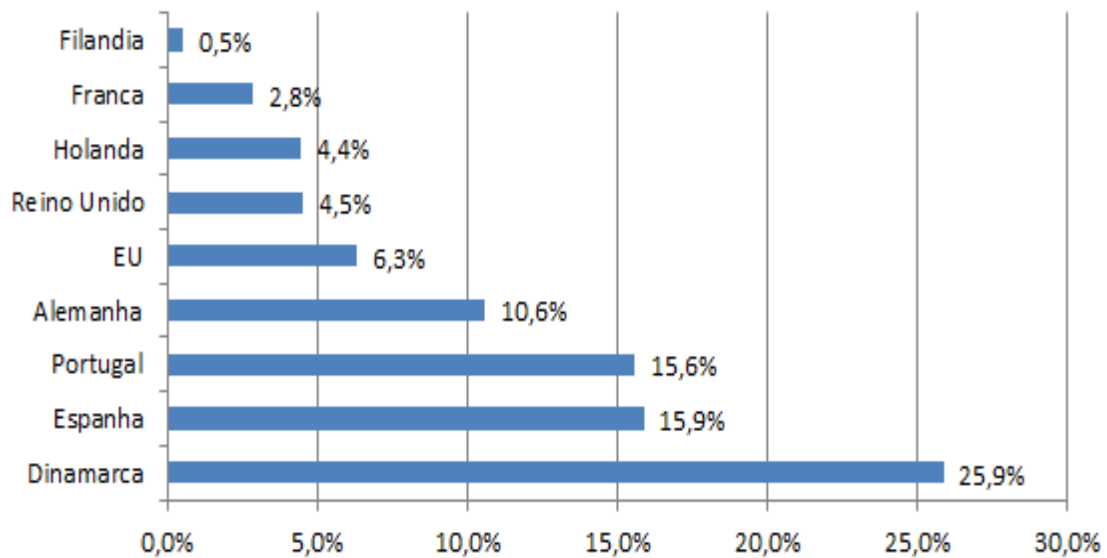


**Figura 1.2** – Emissão de gases de efeito de estufa por sector em 2010 (adaptado de [5]).

### Crescimento da Energia Eólica

Como resultado destas políticas implementadas, em 2010 a produção de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis, na União Europeia representou 12.5% de energia total produzida, sendo a energia eólica o segundo sector que mais energia produz desde 2009 na Europa [6]. De acordo com a Associação Europeia de Energia Eólica (*The European Wind Energy Association*) em 2011 a energia eólica representou 6,3% da energia consumida na Europa, e em alguns países a energia consumida ultrapassou os 15% da energia total casos como a Dinamarca (25,9%), Espanha (15,9%) e Portugal (15,6%), como mostra a figura 1.3 [7].

Segundo o relatório de 2012 da Associação Mundial de Energia Eólica (*World Wind Energy Association*), no final do ano de 2012 a capacidade mundial instalada permitiu satisfazer 3% do consumo mundial de energia eléctrica [8].



**Figura 1.3** – Consumo de Energia eléctrica proveniente de Energia eólica em 2011 (adaptado de [7]).

### **Desafios da Energia Eólica**

Com a implementação em larga escala da energia eólica na rede eléctrica, novos desafios têm surgido. Actualmente, os grandes desafios associados à energia eólica predem-se com a: variação do vento, qualidade de energia e o impacto no planeamento da rede [9]. Adicionalmente estes sistemas encontram – se instalados em áreas remotas, sujeitos a condições adversas que podem danificar o equipamento e prejudicar a sua performance, levando ao aumento do custo de operação e de manutenção [10].

Outro factor a ter em conta, é o elevado custo de fabrico que as turbinas apresentam, pelo que é importante que se possa confiar no seu funcionamento, e também que estas consigam operar o máximo de tempo possível [11].

### **Sistemas de detecção e diagnóstico de falhas**

Como resposta aos desafios mencionados anteriormente e no sentido de garantir o pleno funcionamento destes equipamentos, nos últimos anos têm sido introduzidos nos sistemas de energia eólica Sistemas de Detecção e Diagnóstico de Falhas (SDD) [11].

Os SDD começaram a ter um papel preponderante no processo de manutenção antes mesmo do processo de diagnóstico e da análise das causas e consequências de uma avaria. O uso destes sistemas oferece inúmeras vantagens, tais como: a redução de custos e aumento do tempo de vida útil do equipamento, permitem também uma reposta proactiva e assertiva na ocorrência de uma falha. Estes sistemas possibilitam também a criação de planos de manutenção e previsão da necessidade de manutenção antes que pequenas falhas evoluam para situações de degradação mais graves [12].

## 1.2 Objectivos

O presente trabalho surge num projecto conjunto que tem como tema central o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), o qual tinha como principal objectivo o desenvolvimento de um sistema de controlo e de um sistema de detecção e diagnóstico de falhas.

No sentido de responder a um dos desafios da energia eólica o principal objectivo da presente dissertação é desenvolver um sistema de detecção e diagnóstico de falhas aplicável a um GIDA controlado por um sistema de controlo directo de potência.

Em resumo os objectivos deste trabalho são os seguintes:

1. Criar um modelo capaz de representar o comportamento dinâmico de um gerador de indução.
2. Realizar um estudo teórico dos métodos de detecção e diagnóstico de falhas aplicados em sistemas de produção de energia eólica.
3. Implementar um sistema de detecção e diagnóstico baseado nas técnicas de análise das componentes principais (PCA) e Análise Espectral (FFT), e testar o seu desempenho em ambiente simulado, através de *Matlab/Simulink*.

## 1.3 Estrutura

O presente trabalho encontra-se dividido pelos seguintes capítulos:

**Capítulo 2:** No capítulo 2 são apresentadas algumas definições e terminologias relacionadas com SDD. São também apresentados os tipos e falhas que podem ocorrer um gerador e são mencionados alguns métodos de detecção e diagnósticos usados. É apresentado também uma revisão de alguns estudos efectuados recentemente.

**Capítulo 3:** No capítulo 3 são introduzidas as bases teóricas da máquina de indução, da máquina de indução duplamente alimentada e do sistema de controlo aplicado.

**Capítulo 4:** Este capítulo apresenta a arquitectura geral dos algoritmos de detecção e diagnósticos implementados, PCA e FFT respectivamente.

**Capítulo 5:** No capítulo 5 é mostrado a arquitectura geral do trabalho desenvolvido assim como o modelo matemático do gerador implementado. São apresentados também os resultados obtidos através de simulação do SDD aplicado ao GIDA.

**Capítulo 6:** Por fim são discutidos os resultados obtidos neste trabalho e apresentadas algumas conclusões relevantes sobre o trabalho realizado.

## Capítulo 2

# Estado da Arte

O presente capítulo tem como objectivo de apresentar os principais tipos de falhas que podem ocorrer numa máquina de indução, assim como os principais sistemas de detecção e diagnóstico (SDD). Inicialmente são introduzidos alguns conceitos básicos usados neste campo. De seguida são apresentadas as principais falhas que podem ocorrer numa máquina de indução e são também apresentadas de forma breve as principais técnicas usadas para detectar as falhas apresentadas. Finalmente são apresentados os principais estudos realizados nos últimos anos, relacionados com os sistemas de detecção e diagnóstico.

## 2.1 Introdução

Com a evolução da indústria tem-se verificado um aumento do uso de máquinas para desempenhar tarefas antes realizadas pelo Homem. Contudo, com a evolução tecnológica, estas máquinas tornaram-se cada vez mais eficientes e produtivas, mas também mais complexas fazendo com que se tornem mais vulneráveis a falhas. Pelo que, de maneira a aumentar a segurança e confiança na operação em inúmeras áreas da indústria, os sistemas de detecção e diagnóstico têm sido aplicados com sucesso em diversas aplicações, tais como: Carros, Aviões, Comboios, entre outros.

### 2.1.1 Terminologia e Definições

A terminologia e definições relacionadas com sistemas de detecção de falhas são comuns a outras áreas, pelo que por vezes não são claras. Assim, durante a realização do presente trabalho a terminologia e respectivas definições vão ao encontro com a terminologia proposta pelo comité técnico<sup>1</sup> do IFAC [13].

#### 1. Estados

- Falha (*fault*): Desvio inaceitável, de pelo menos uma característica ou parâmetro do sistema, do funcionamento normal;

---

<sup>1</sup> Safeprocess Technical Committee of International Federation of Automatic Control

- Avaria (*failure*): Incapacidade, do sistema ou componente, de terminar a sua função;
- Sintoma (*symptom*): Alteração, de uma quantidade observada, do funcionamento normal;

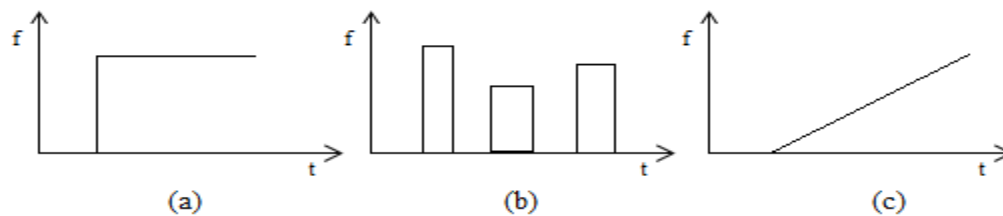
## 2. Funções

- Detecção de falha (*fault detection*): Indicação de presença de falhas no sistema;
- Isolamento de uma falha (*fault isolation*): Indicação do local exacto, tipo e tempo da falha;
- Diagnostico (*diagnosis*): Indicação da gravidade da falha. Também pode incluir a detecção e isolamento da falha;
- Monitorização (*monitoring*): A monitorização, contínua ou em tempo real, determina as condições físicas do sistema através de recolha de informações, reconhecimento e indicação de anomalias.

### 2.1.2 Classificação de uma Falha

Os efeitos de uma falha num sistema podem ser classificados tendo em conta as características que produzem durante o tempo. Tipicamente são classificadas nas seguintes categorias [14].

- Abrupta (*abrupt*): Geralmente estas falhas ocorrem instantaneamente e têm uma duração longa. Apresentam um comportamento similar de um degrau;
- Intermitente (*intermittent*): São falhas com um comportamento descontínuo, ou seja, aparecem e desaparecem. O seu comportamento é semelhante a um pulso no tempo;
- Crescente (*incipient*): Este tipo de falhas apresentam um comportamento crescente, ou seja, inicialmente tem um baixo índice de gravidade e vão crescendo ao longo do tempo. Geralmente são difíceis de se detectar.

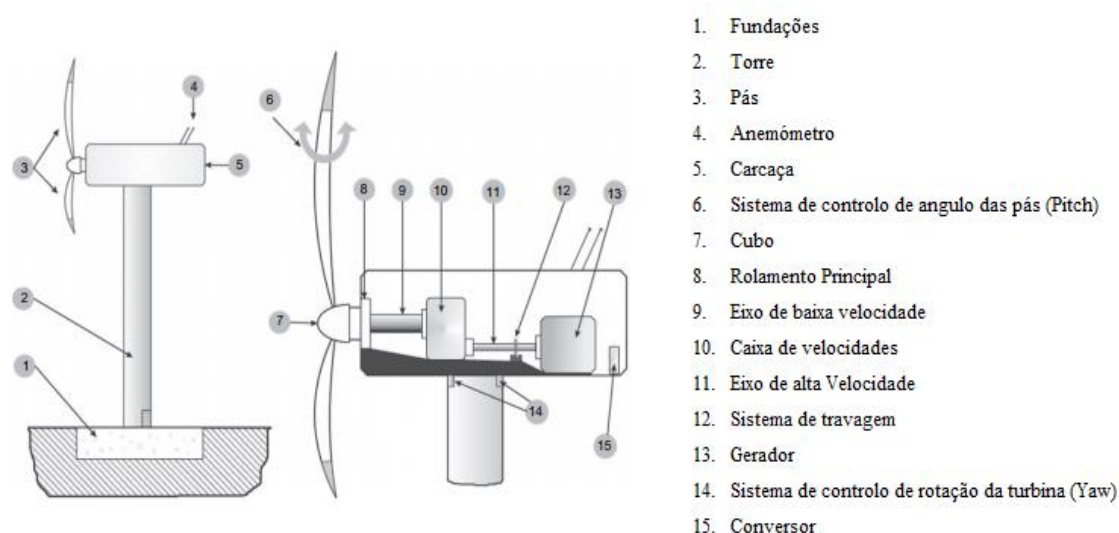


**Figura 2.1** – Variação ao longo do tempo das falhas. (a) Falha abrupta. (b) Falha Intermitente. (c) Falha Crescente.

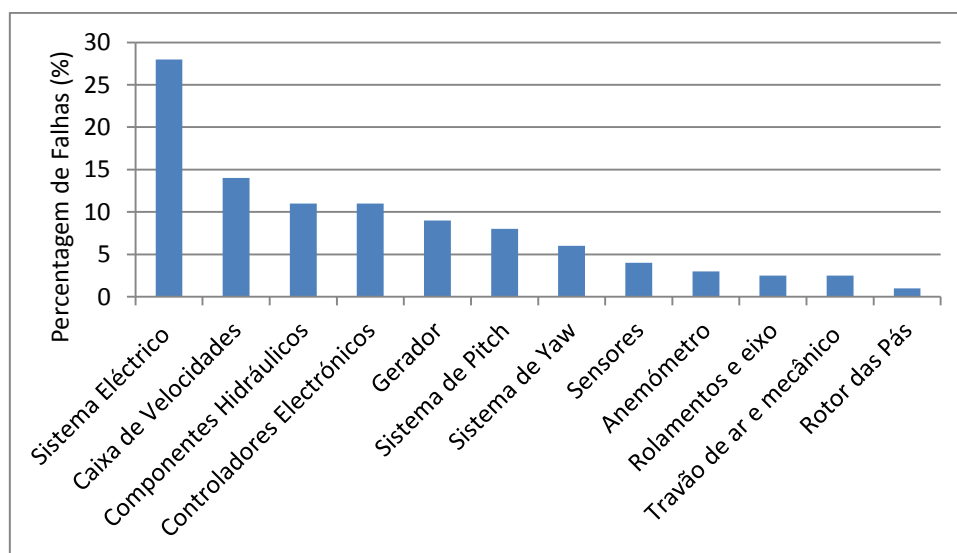
## 2.2 Falhas de uma Máquina de Indução

Uma turbina eólica é composta por diferentes equipamentos como se pode observar na Figura 2.2. Estes equipamentos estão sujeitos a falhas que podem levar à destruição parcial ou

completa de todo o equipamento, no entanto as principais causas de falhas de uma turbina deve-se ao sistema eléctrico (28%), caixa de velocidades (14%), componentes hidráulicos (10%), controladores electrónicos (10%) e gerador (9%), como apresenta a figura 2.3. Contudo apesar do gerador, objecto em estudo no presente trabalho, não apresentar a maior a percentagem de falhas, estas são responsáveis por grande parte do tempo de paragem de um turbina, aproximadamente 6 dias por ano [15].



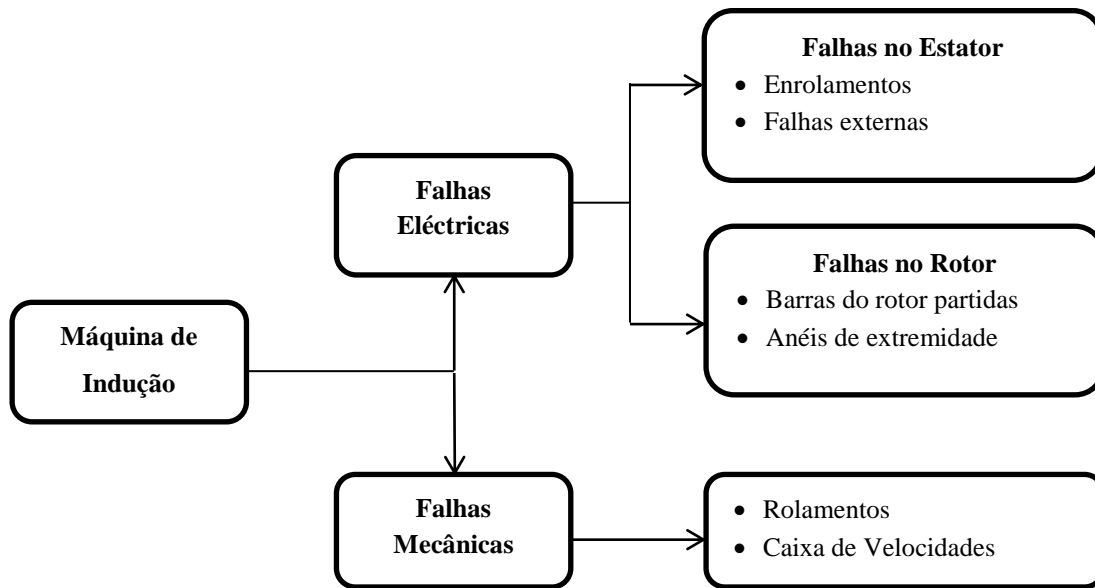
**Figura 2.2** – Componentes principais de uma turbina eólica (Adaptado de [16]).



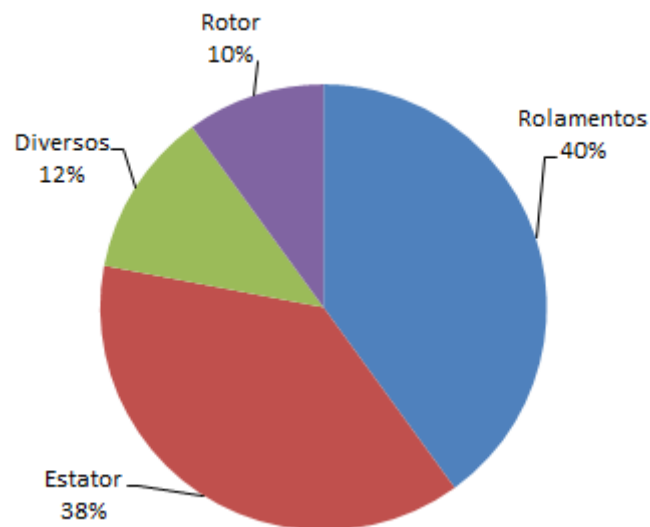
**Figura 2.3** – Percentagem de falhas de uma turbina eólica no ano de 2012 [15].

As falhas de uma máquina de indução, tipicamente usadas como gerador num sistema de energia eólica, podem ser dadas em duas categorias, como se pode ver na Figura 2.4: falhas eléctricas e falhas mecânicas. No entanto, e pela figura 2.5, é possível verificar que 38% das falhas totais têm origem no estator da máquina e 10% têm origem no rotor. Aproximadamente,

40% das falhas são consideradas falhas mecânicas em que a principal causa está relacionada com os rolamentos da máquina [17-20].



**Figura 2.4** – Falhas típicas numa máquina de indução (Adaptado [20]).



**Figura 2.5** – Percentagem de falhas de uma máquina de indução (Adaptado [20]).

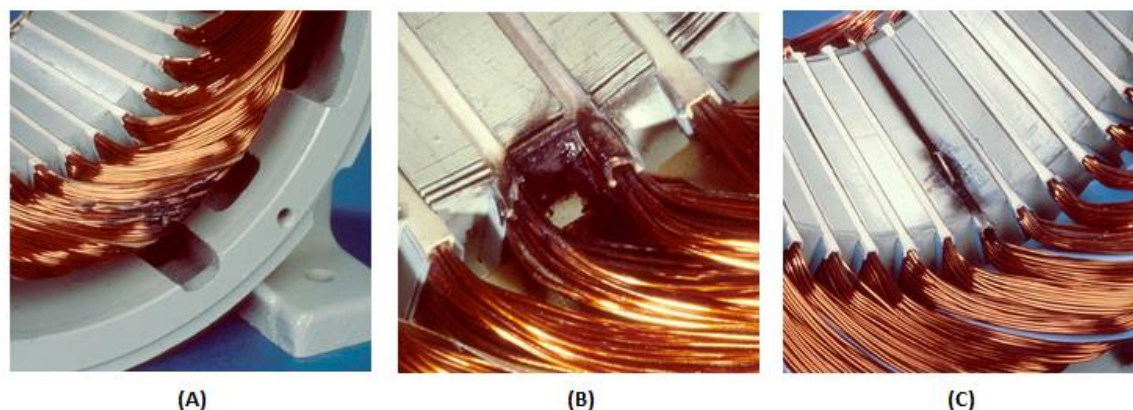
## 2.3.1 Falhas Eléctricas

### 2.3.1.1 Falhas no Estator

De acordo com S. Nandi et. al. [21], a principal causa de falhas no estator está relacionada com enrolamentos do estator em curto-circuito. Este fenómeno pode acontecer numa só fase ou entre várias fases. Tipicamente estas falhas estão localizadas na zona final do



enrolamento ou no núcleo do estator onde o enrolamento está colocado, como se pode observar na Figura 2.6.



**Figura 2.6** – Falhas típicas nos enrolamentos do estator por defeito no isolamento. A) Curto-circuito entre duas fases. B) Curto-circuito na zona final do núcleo do estator. C) Curto-circuito entre o enrolamento e o núcleo do estator [22].

A principal causa para a ocorrência das falhas mencionadas está relacionada com defeitos no isolamento dos enrolamentos [21-23]. Geralmente este tipo de falhas são indetectáveis no início e o aumento da sua gravidade pode culminar em falhas mais graves [21].

Existem diversos motivos que podem provocar defeitos no isolamento do estator, nomeadamente [23]:

- **Sobrecarga Térmica:** O incorrecto uso da máquina de indução pode causar o aumento de temperatura, estando relacionado com variações de tensão, desequilíbrio nas tensões, má ventilação e temperatura ambiente alta.
- **Descargas eléctricas:** A exposição a esforços eléctricos adicionais como descargas eléctricas pode fazer com que o isolamento fique danificado.
- **Stress mecânico:** As vibrações sentidas pela máquina devido ao funcionamento normal podem levar a quebras no isolamento. Outro motivo mecânico está relacionado com deflexões no eixo, ou seja, durante a rotação o rotor pode embater contra o estator.
- **Contaminação:** A presença de material estranho como poeiras, óleo e sujidades fazem com que a vida útil do isolamento seja reduzida.

### 2.3.1.2 Falhas no rotor

As principais causas de falhas no rotor de uma máquina de indução estão relacionadas com barras quebradas ou anéis partidos [21].



Barra do rotor quebrada

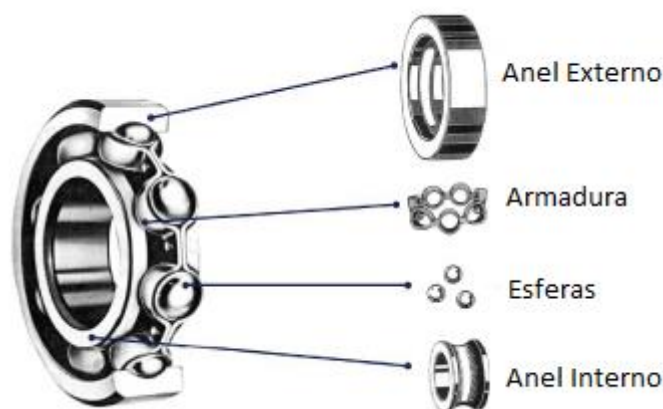
**Figura 2.7** – Rotor com várias barras quebradas [24].

Os seguintes factores podem contribuir para a ocorrência de falhas no rotor [21].

- Sobrecarga Térmica: O aumento da temperatura durante o funcionamento da máquina. O aumento de temperatura pode ser provocado por má ventilação, consecutivos arranques da máquina e desequilíbrios nas tensões.
- Stress magnético: O stress magnético é causado pelas forças electromagnéticas, desequilíbrios magnéticos e oscilações.
- Resíduos de produção: No momento de fabricação do rotor, a sua geometria pode ser afectada o que pode levar a oscilações durante o funcionamento normal da máquina
- Contaminação: A presença de material estranho como químicos pode levar a algum desgaste nas barras do rotor.
- Stress mecânico: O desgaste de alguns materiais e falhas nos rolamentos pode levar a que o rotor oscile.

### 2.3.2 Falhas Mecânicas

Grande parte das falhas mecânicas numa máquina de indução está relacionada com falhas nos rolamentos ou em desalinhamentos no eixo [21]. Geralmente este tipo de falhas podem ser confundidas com desequilíbrios nas fases do estator. Os rolamentos de uma máquina de indução são compostos por dois anéis, um externo e um interno, e por um conjunto de esferas metálicas fixas numa armadura, como se pode ver na Figura 2.8



**Figura 2.8** – Constituição dos rolamentos de uma máquina de indução [25].

A existência de falhas nos rolamentos tem como consequência o aumento de oscilações e ruído. Os principais motivos das falhas dos rolamentos são [21]:

- Contaminação e corrosão: Devendo-se a presença de poeiras e químicos.
- Má lubrificação: O excesso ou falta de lubrificação contribuem para o desgaste das esferas que constituem os rolamentos.
- Má instalação dos rolamentos: Quando ocorre no eixo de rotação pode levar a deformações ou a desalinhamentos.
- Excesso de Vibração.

## 2.3 Técnicas de Detecção e Diagnóstico

As técnicas de detecção e diagnóstico de falhas aplicadas em máquinas de indução podem ser divididas em dois grupos: métodos eléctricos ou não invasivos e métodos mecânicos ou invasivos. Os métodos não invasivos são baseados em leituras de quantidades eléctricas ou magnéticas da máquina, como por exemplo, correntes, tensões ou até mesmo o fluxo magnético, estes métodos não têm necessidade de interromper e desmontar a máquina de forma a obter os sinais necessários para a detecção e diagnóstico. Por outro lado, os métodos mecânicos ou invasivos baseiam-se na análise da temperatura, vibração ou de ruído acústico, no entanto, estes métodos precisam de ter acesso à máquina de indução. O uso dos métodos não invasivos são promissores visto que estes são de fácil implementação, baixo custo e não necessitam de desmontar a máquina.

Existem diversos estudos [15,20-24,26-28], que descrevem diferentes sistemas de detecção e diagnóstico de falhas em geradores eólicos. Entre os vários estudos realizados, existem algumas técnicas aplicadas com mais sucesso, como por exemplo, a análise da assinatura das correntes da máquina (método não invasivo) ou a análise de vibração (método invasivo) [26].

## 2.4.1 Métodos Eléctricos

### 2.4.1.1 Análise da Assinatura das Correntes da Máquina

A análise da assinatura das correntes da máquina (MCSA<sup>2</sup>) é um dos métodos eléctricos mais utilizados na detecção de falhas em máquinas de indução. O principal objectivo deste método é detectar alterações nas correntes da máquina.

Existem diversos métodos que se baseiam no MCSA de forma a detectar e diagnosticar falhas na máquina, tais como: análise espectral das correntes do estator [17-19,23,29,30], Análise das Componentes Principais [31] [32] e Aproximação ao Vector de Park [30].

Através do método MCSA é possível detectar falhas como barras do rotor quebradas, curto-circuitos nos enrolamentos do estator e rolamentos danificados [17,18,29,30].

O MCSA tem como principal objectivo identificar as componentes harmónicas do espectro das correntes do estator, componentes estas que variam devido às tensões induzidas pelo campo magnético. Uma das vantagens do uso deste método é a sua fácil implementação, pois apenas é necessário um sensor para medição das correntes do estator [28] [33].

### 2.4.1.2 Análise do Fluxo Magnético

O espectro do fluxo ligado, resultante da interacção entre as componentes de frequência das correntes do estator e do rotor, contém não só a frequência de alimentação como também as componentes de frequência resultantes das correntes do estator, assimetrias das tensões de alimentação, e de outras situações anormais como excentricidades, curto-circuitos entre as fases dos enrolamentos do estator e também nos enrolamentos do rotor.

Assim qualquer distorção no fluxo ligado devido a defeitos no estator pode ser sentida através de uma bobina de medição colocada na parte final da máquina e concêntrica com o eixo [23,27,34]. A bobina de medição produz uma tensão de saída que é proporcional à variação do fluxo magnético, através da qual é possível detectar a presença de falhas como curto - circuitos nos enrolamentos do estator [23,34].

---

<sup>2</sup> Do termo inglês *MCSA - Machine current signature analysis*.



**Figura 2.9** – Análise do fluxo magnético de um motor eléctrico [34].

### **2.4.1.3 Análise da potência instantânea**

As características do espectro de potência instantânea são imediatamente modificadas com o aparecimento de falhas. A principal vantagem deste método é o facto de não depender da velocidade síncrona da máquina, fazendo com que seja uma técnica bastante eficiente na detecção e diagnóstico de falhas [23].

### **2.4.1.4 Análise de descargas parciais**

A análise de descargas eléctricas foi um dos primeiros métodos de detecção e diagnóstico para máquinas eléctricas. Estas pequenas descargas eléctricas surgem devido a defeitos no isolamento. O aparecimento de descargas eléctricas é 30 vezes superior, quando existe enrolamentos do estator com defeito no isolamento do que quando este está em boas condições [23].

## **2.4.2 Métodos Mecânicos**

### **2.4.2.1 Análise de Vibração**

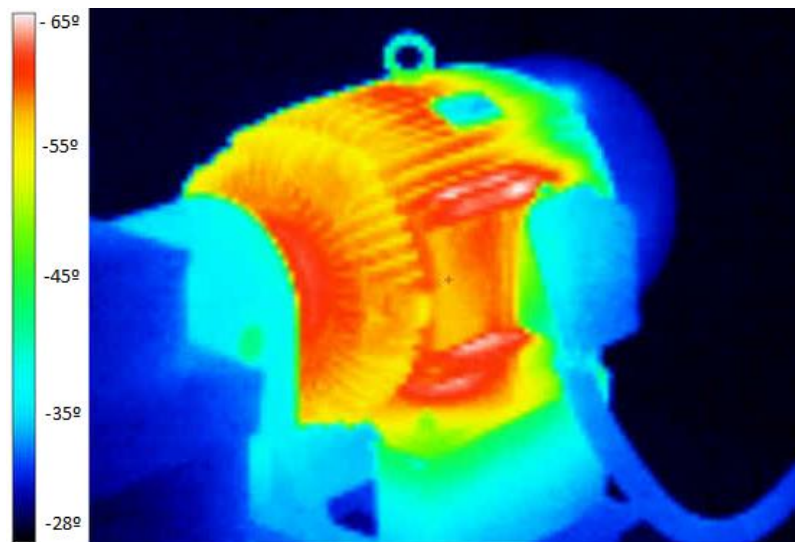
A análise de vibração tem sido amplamente usado em sistemas de monitorização aplicados em máquinas de rotação. A análise de vibração é aplicada nas principais fontes de vibração como a caixa de velocidades, eixo de rotação e rolamentos. Tipicamente para a análise de vibração são usados transdutores de deslocamento, de velocidade e acelerómetros, que podem operar com diferentes gamas de frequência. A escolha do sensor a utilizar depende do tipo de aplicação pretendida [35].

### 2.4.2.2 Análise de Ruído Acústico

Qualquer desvio do funcionamento normal da máquina pode resultar num barulho característico que pode levar à identificação de uma falha. Neste método, os sensores podem ser colocados facilmente através de cola de baixa atenuação nos componentes que se pretende analisar (“ouvir”) [35]. Uma das desvantagens do uso deste método está relacionada com o barulho de fundo que pode levar à degradação da análise efectuada. A principal causa do ruído está relacionada com a ventilação e forças electromagnéticas. O ruído originado pela ventilação está associado às turbulências de ar que são produzidas por distúrbios na pressão do ar, devido às partes giratórias. O ruído electromagnético é causado por assimetrias electromagnéticas que actuam nas superfícies de ferro [23].

### 2.4.2.3 Análise Térmica

A análise térmica consiste na medição da temperatura da máquina e da temperatura da superfície dos componentes, em funcionamento normal. Os pontos de falha devido à degradação dos componentes ou maus contactos podem ser facilmente identificados. Contudo este método, só pode ser aplicado em sistemas off-line e a interpretação dos resultados obtidos tem de ser visual [35]. A análise de temperatura pode ser obtida através do modelo de temperatura e do modelo das resistências do estator da máquina, sem obstrução de ventilação. É necessário também ter em conta a temperatura ambiente que pode resultar num aumento ou diminuição de temperatura [23].



**Figura 2.10** – Análise térmica de um motor eléctrico [36].

## 2.4 Estudos Recentes

Apesar das potencialidades dos SDD, só na última década e que estes sistemas começaram a ser integrados em aplicações de energia eólica, devido ao seu rápido e recente crescimento [12]. Pelo que desde o ano 2003 tem-se verificado o crescimento do número de publicações relacionadas com o tema abordado no presente trabalho.

Entre os diversos estudos realizados, verifica-se que os métodos baseados na assinatura das correntes da máquina têm sido amplamente aplicados na detecção e diagnóstico de falhas em máquinas de indução, ver estudos [17,18,29-33,37-39].

O MCSA tem como ideia central detectar alterações nas correntes da máquina, de forma a detectar a presença de falhas tais como: curto-circuitos nos enrolamentos do estator [17,30,39], desequilíbrios nas correntes do estator e do rotor [17,38,39], barras do rotor quebradas e desalinhamento no veio do rotor [39]. O uso deste método é vantajoso devido a sua simplicidade, ao seu baixo custo e o facto de ser um método não invasivo [33].

Nos estudos [17,30,38,39], os métodos propostos têm como base a análise espectral das correntes do estator. Através da análise espectral das correntes do estator é possível identificar as componentes de frequência, e de que modo estas componentes variam na presença de falhas. No entanto, e segundo *Neelam Mehala e Ratna Dahiya* [33], o uso da análise espectral tem a desvantagem de não ser possível saber quando um evento específico acontece, visto que na transformação do sinal no domínio do tempo para o domínio em frequência a informação temporal é perdida.

Contudo, os métodos baseados na análise das correntes não se limitam apenas na análise espectral das correntes, existem alguns estudos que abordam outras técnicas de processamento de sinal. Nomeadamente *V. Pires e J. Martins* [31,32], onde propõem a análise da variação dos vectores e valores próprios do vector de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator [31], e ao sistema trifásico de correntes [32]. Ambos os estudos demonstram que a análise da variação dos valores e vectores próprios associados as correntes do estator oferecem uma alternativa valida para um SDD.

Num estudo realizado por *H. Douglas* [30], foi proposto a aproximação ao Vector de *Park* (EPVA<sup>3</sup>) e Transformada Discreta de *Wavelet* (DWT<sup>4</sup>) para detectar enrolamentos do estator em

---

<sup>3</sup> Do termo em inglês EPVA – *Extended Park's Vector Approach*

<sup>4</sup> Do termo em inglês DWT – *Discrete Wavelet Transform*

curto - circuito. O EPVA tem como base a transformação de *Park* das correntes do estator para o diagnóstico de falhas. Através da magnitude do vector de *Park* é possível distinguir se a máquina está a funcionar normalmente ou com a presença de alguma falha. Então e em caso de funcionamento normal, sem falhas, a magnitude do vector de *Park* é constante e a sua representação tem uma forma circular, na presença de uma falha o vector de *Park* assume uma forma elíptica e a sua magnitude não é constante. Através do valor da magnitude do Vector de *Park* é possível também determinar a severidade da falha. O segundo método DWT é uma combinação entre o EPVA, transformada de *Wavelet* e dados estatísticos. O DWT é um método que não é afectado pelas variações de velocidade, pelo que se torna uma grande vantagem quando aplicado a geradores eólicos.

Segundo A. Yazidi [40], o uso de métodos como o MCSA implica a introdução de sensores de correntes num gerador eólico. Então no estudo realizado A. Yazidi propõe a Análise da Assinatura do Fluxo (FSA), no sentido de evitar os problemas associados com integração de sensores nos equipamentos. O estudo conduzido por A. Yazidi [40] demonstra que o FSA é uma alternativa válida ao MCSA, evitando assim a introdução de equipamentos externos ao gerador, o que poderia alterar as características da máquina, sendo que o sensor de fluxo pode ser aplicado directamente sobre o gerador.

O funcionamento do FSA é semelhante ao princípio de funcionamento do MCSA, as informações contidas no fluxo da máquina são extraídas a partir do seu espectro. Nesse estudo A. Yazidi comparou os dois métodos, e através dos resultados obtidos demonstrou que ambos fornecem resultados semelhantes, comprovando assim a utilidade do FSA em SDD.

Actualmente e devido ao aumento da complexidade dos sistemas de energia eólica, os sistemas de inteligência artificial (AI) começaram a ser integrados nos SDD. Os sistemas baseados em AI permitem reproduzir o raciocínio humano com alguma precisão e também criar modelos que representam o funcionamento de um sistema [41-43]. Com base nestas vantagens Zaher et. al desenvolveu um SDD para um gerador eólico baseado num sistema de múltiplos agentes[42,43].

Segundo Zaher et. al [42,43], a integração de sistemas de AI acarreta inúmeras vantagens, pois estes apresentam uma enorme flexibilidade e permitem a expansão dos sistemas implementados, permitindo também desenvolver formas inteligentes e autónomas de diagnóstico. Para o sistema proposto foi necessário reproduzir um modelo que representasse o funcionamento normal e livre de falhas da máquina. Estes modelos implicam o treino da rede neuronal e uma extensa base de dados que armazene os valores da máquina. O sistema estudado é constituído por um agente de detecção de anomalias que compara os valores reais, da temperatura da caixa da velocidades e da vibração dos rolamentos, com os valores de referência. Os estudos realizados



---

[42,43], demonstram que o uso de plataformas de múltiplos agentes é um método robusto para a detecção de falhas e que pode ser usado em parques eólicos.

De acordo *S. Toma et al.* [44], grande parte dos estudos publicados, usa redes neuronais como supervisores clássicos de processamento de sinal separados da análise dos sinais. Contudo, no estudo realizado [44], foi proposto o treino directo, através dos sinais recebidos dos sensores, de uma rede neuronal com retro propagação de modo a simplificar a arquitectura usualmente implementada neste tipo de algoritmos. Apesar deste algoritmo apenas ter sido testado em ambiente simulado, apresenta uma arquitectura bastante simples e de fácil implementação num ambiente real.



## Capítulo 3

# Máquina de Indução

Este capítulo tem como objectivo apresentar o princípio de funcionamento da máquina de indução. A secção 3.1 apresenta de forma breve o princípio de funcionamento da máquina de indução assim como o seu funcionamento como gerador.

Na secção 3.2 é apresentado o princípio de funcionamento do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), na subsecção 3.2.1 apresenta-se de modo simplificado o princípio de funcionamento do controlo directo de potência.

### 3.1 Máquina de Indução

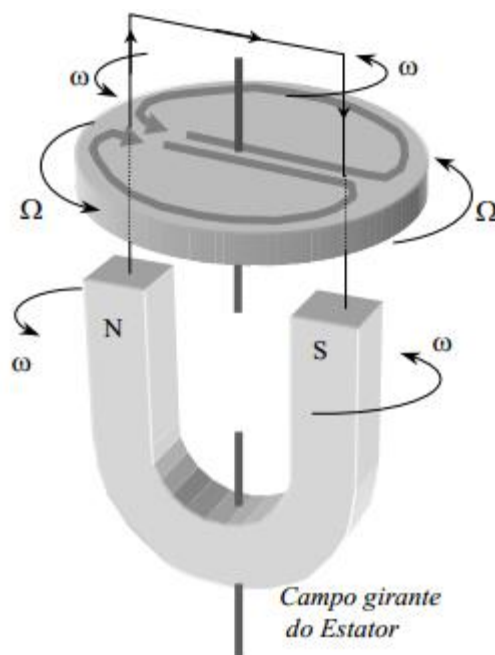
#### 3.1.1 Princípio de Funcionamento

A máquina de indução, ou assíncrona, é constituída por duas partes distintas: o estator (parte fixa) e o rotor (parte móvel). O seu princípio de funcionamento baseia-se na criação de um campo magnético rotativo [45].

Ao alimentar o estator com um sistema trifásico de corrente alternada é criado um campo magnético rotativo ou campo girante no estator que atravessa os condutores que integram o rotor. Como a natureza desse campo é variável, pela lei da indução são induzidas forças electromotrizes no rotor, que por sua vez, criam o seu próprio campo magnético girante [45,46]. O campo magnético criado pelo rotor ao tentar alinhar-se com o campo girante criado no estator, produz um movimento de rotação no rotor.

A Figura 3.1 representa o campo girante de uma máquina de indução, onde se pode observar que ambos os campos magnéticos giram à velocidade de sincronismo  $\omega$ , em relação a velocidade do rotor que por sua vez gira com uma velocidade mecânica  $\Omega$ , em relação ao campo girante. Pelo que, a velocidade do rotor em relação ao campo é dada pela expressão 3.1.

$$\omega_r = \omega - \Omega \quad (3.1)$$



**Figura 3.1** – Campo girante de uma máquina de indução [45].

A diferença entre a velocidade de sincronismo dos campos e mecânica do rotor é designada por escorregamento ( $s$ ), expressão 3.2. Caso o rotor rodasse à velocidade de sincronismo  $\omega$ , o campo sentido seria constante, ou seja, não existia variação de campo deixando de haver interacção entre o estator e rotor [45].

$$s = \frac{\omega - \Omega}{\omega} \quad (3.2)$$

### 3.1.2 Máquina de Indução como Gerador

Uma vantagem importante da máquina de indução é o facto de esta ser reversível, ou seja, tanto pode funcionar como motor (consumindo energia eléctrica) ou como gerador (fornecendo energia eléctrica) [45]. Então ao ser aplicado um binário de valor suficiente ao veio da máquina, este começa a girar, devido às propriedades magnéticas do material que constitui o rotor, e pelo princípio de indução ao estator é induzida uma tensão.

Com a máquina ligada à rede em vazio mecânico, o seu regime de funcionamento será como um motor, com a velocidade do rotor ligeiramente inferior à velocidade de sincronismo. Mas se nesse momento, ao veio e no sentido de rotação for aplicado um binário de maior valor o rotor acelera, e ao ultrapassar a velocidade de sincronismo, a máquina passa a funcionar como gerador fornecendo energia à rede. Quando a máquina de indução funciona como gerador, a velocidade mecânica do rotor é superior à velocidade de sincronismo, então pela equação 3.2 o seu escorregamento será negativo.

A máquina de indução é amplamente utilizada em diversas aplicações, tanto como gerador ou como motor, devido à sua simplicidade, robustez, construção e manutenção barata, e a possibilidade de operar em diferentes ambientes. No entanto, apesar das vantagens apresentadas, o uso da máquina de indução como gerador é desvantajoso em aplicações onde é necessário controlar a sua velocidade, como por exemplo no caso de uma turbina de energia eólica de velocidade variável. Devido a este inconveniente os equipamentos de electrónica de potência começaram a ganhar destaque, principalmente em aplicações relacionadas como os sistemas de energia eólica.

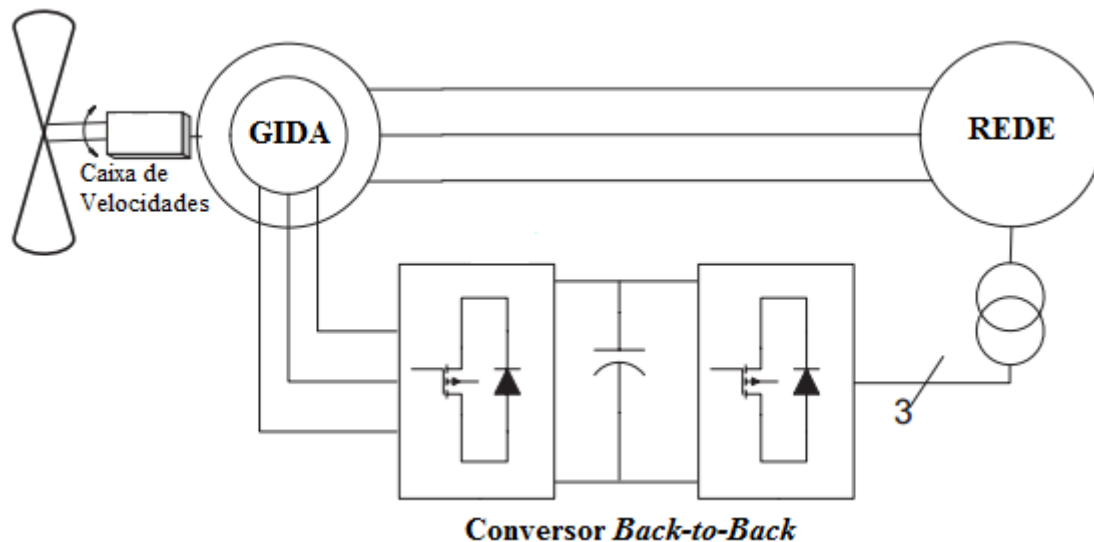
## 3.2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Face à necessidade de controlar a velocidade do gerador de indução, diferentes tipologias foram surgindo, como por exemplo a máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) [47]. O facto da máquina de indução poder ser usada como gerador faz com esta tipologia seja frequentemente aplicada em sistemas de produção de energia eólica, ou seja, um GIDA.

As principais vantagens do uso deste modelo estão associadas à sua aplicabilidade em sistemas de potência elevada e permite produzir ou absorver potência reactiva. Outras vantagens estão relacionadas com o facto do conversor electrónico de potência apenas lidar com cerca de 30% da potência do sistema o que permite uma redução de custos no conversor. O facto de este lidar com uma percentagem baixa da potência do sistema permite aumentar a eficiência do modelo, visto que as perdas no conversor são baixas, e permite também aplicar controladores de baixo custo [48,49].

### 3.2.1 Princípio de Funcionamento

O princípio de funcionamento de um GIDA é baseado no aproveitamento de energia de escorregamento na máquina de indução, ou seja, é possível controlar a sua velocidade de rotação através da variação da resistência do rotor [50]. A figura 3.2 apresenta o modelo simplificado de um GIDA que é constituído por um gerador de indução e um conversor electrónico de potência. Os terminais do estator do gerador estão ligados directamente à rede, enquanto os terminais do rotor encontram-se ligados a rede por intermédio do conversor.



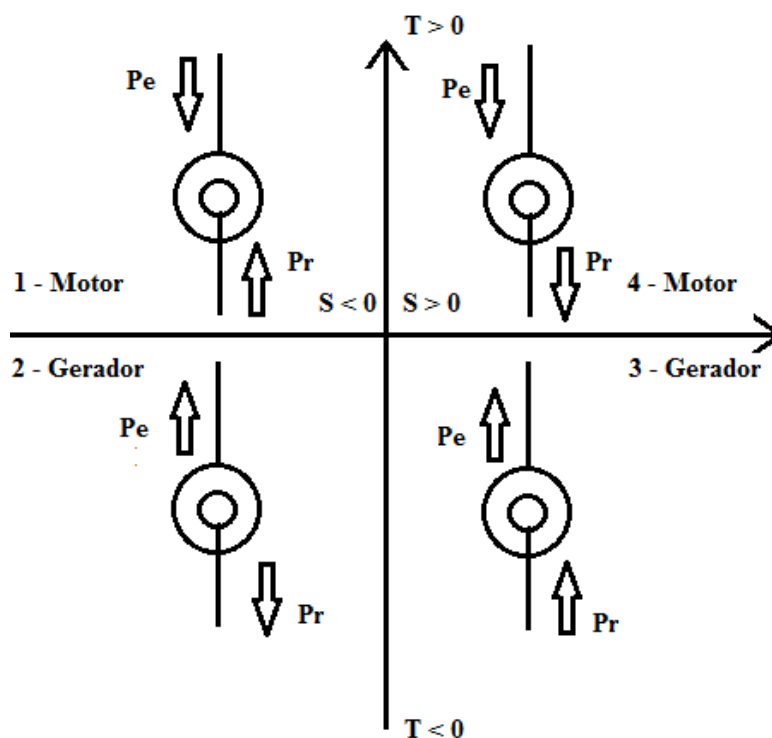
**Figura 3.2** – Tipologia de um GIDA.

Ao variar o valor da resistência do rotor é possível controlar a velocidade do gerador de indução. No entanto, em vez de se variar o valor da resistência, o controlo de velocidade pode ser atingido ao ligar directamente um sistema de conversão AC/DC/AC aos terminais do rotor, tornando possível também o aproveitamento de potência activa através do rotor [50]. O uso do sistema de conversão entre o rotor do gerador e a rede, permite também controlar a potência activa e reactiva entregue a rede, o que permite maximizar a energia produzida pelo gerador [49].

Uma característica importante num GIDA é o facto de este conseguir funcionar como gerador tanto para escorregamentos negativos como para positivos, levando que esta característica possibilite 4 modos de operação, como se pode observar pela tabela 3.1 e figura 3.3.

Modo de Operação		Escorregamento	Velocidade	Potência Mecânica	Potência no Estator	Potência no Rotor
1	Motor	$s < 0$	$\Omega > \omega$ (Hipersíncrono)	$> 0$	$< 0$	$< 0$
2	Gerador			$< 0$	$> 0$	$> 0$
3	Gerador	$s > 0$	$\Omega < \omega$ (Subsíncrono)	$< 0$	$> 0$	$< 0$
4	Motor			$> 0$	$< 0$	$> 0$

**Tabela 3.1** – Modos de operação de um GIDA [51].



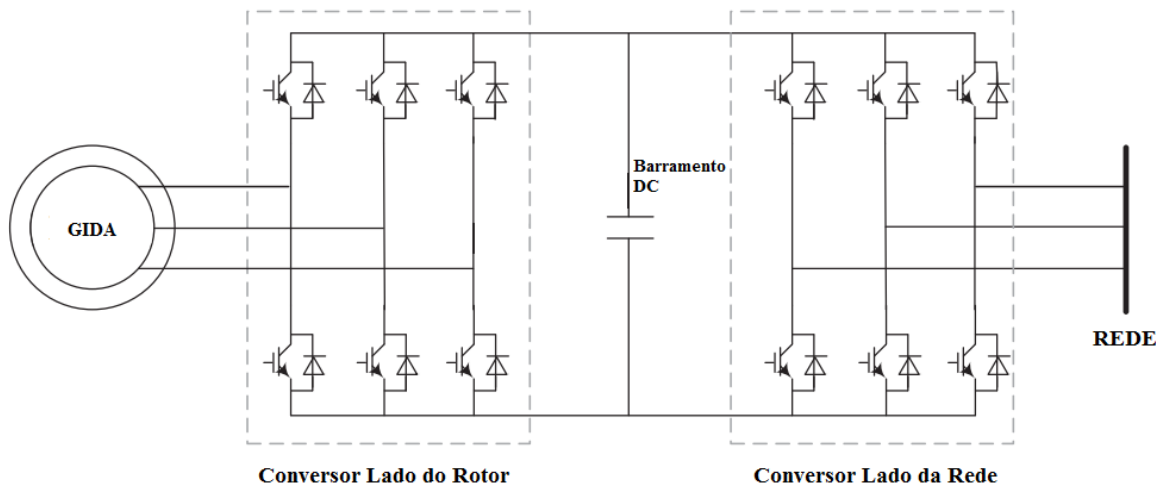
**Figura 3.3** – Fluxo de Potência dos diferentes modos de operação de uma GIDA.

Através da análise da tabela 3.1 e da figura 3.3, pode – se constatar que quando a máquina está a funcionar com escorregamento negativo, está em hípersincronismo, ou seja, a velocidade mecânica do rotor é superior à velocidade de sincronismo. Nesse momento, quando está a funcionar como gerador, a máquina recebe potência mecânica através do veio e fornece potência tanto pelo estator como pelo rotor. Quando o escorregamento é superior a zero, a velocidade mecânica é inferior à velocidade de sincronismo, logo, está no modo de subsincronismo, neste caso para a máquina funcionar como gerador, recebe potência mecânica, ou seja, fornece potência pelo estator mas necessita de receber potência pelo rotor [51].

### 3.2.2 Conversor *Back-to-Back*

No presente trabalho foi aplicado um conversor baseado na tipologia do conversor AC-AC com barramento DC, também como conhecido como conversor *back-to.back* [48,51,52]. No entanto, existem diferentes tipos de conversores que podem ser aplicados em geradores eólicos como reporta a literatura [47,48].

A figura 3.4 apresenta um conversor *back-to-back*, geralmente usado num GIDA. O conversor *back-to-back* consiste em dois conversores bidireccionais, onde um conversor se encontra ligado à rede e o outro ligado ao rotor. A ligação entre os conversores é assegurada por um barramento DC composto por um condensador [49,52,53].



**Figura 3.4** – Conversor *back-to-back* [52].

O uso destes dispositivos é fundamental na integração de sistemas de energia eólica de velocidade variável, pois permitem maximizar a energia produzida, reduzir os esforços mecânicos a que o equipamento está sujeito [49]

Com o conversor do lado do rotor é possível controlar o binário ou a velocidade do gerador e também controlar o factor de potência aos terminais do estator, enquanto que o conversor do lado rede tem como principal objectivo manter constante a tensão aos terminais do barramento DC [53]

Geralmente este tipos de conversores são constituídos por seis dispositivos de comutação de dois níveis, ou seja, permitem ter dois valores de tensão à saída, neste caso zero ou então o valor de tensão que está aos terminais do barramento DC [52,53]. O conversor *back-to-back* tem como principal objectivo assegurar o fluxo de potência em ambos os sentidos entre os terminais do rotor e a rede [51]. Uma característica importante deste conversor é o facto de permitir o controlo do fluxo de potência de forma rápida, conseguido assim manter constante a tensão no barramento DC [53,54].

### 3.2.3 Controlo Directo de Potência

Existem diferentes estratégias de controlo que podem ser aplicadas numa GIDA, contudo a escolha do controlador depende sempre do tipo de aplicação que se pretende. Na literatura [51,55,56] são descritas algumas estratégias já usadas em geradores eólicos.

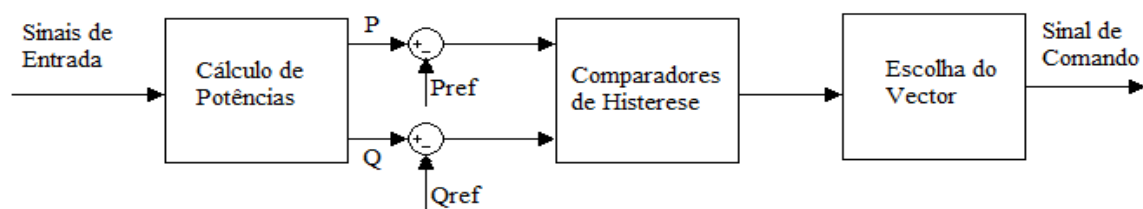
O uso de qualquer tipo de controlo num GIDA oferece inúmeras vantagens tais como: descobrir o melhor ponto de funcionamento, limitar a potência em caso de ventos fortes, regular o fluxo de potência reactiva entre o gerador e a rede [49].



A estratégia de controlo usada no presente trabalho foi implementada no estudo [56]. Pelo que nesta secção apenas será feita uma breve descrição do seu princípio de funcionamento. A opção pela estratégia de controlo directo de potência (CDP), deve-se às vantagens que esta estratégia apresenta:

- Resposta dinâmica rápida.
- Fácil implementação.
- Frequência de comutação variável.
- Robustez as incertezas associadas ao modelo da máquina.

A ideia central do CDP é controlar directamente a potência activa e reactiva, a partir do conversor aplicado ao rotor, através da comparação dos valores de potência medidas no estator [22], com o propósito de maximizar o fluxo de potência do gerador para a rede.



**Figura 3.5** – Arquitectura de alto nível do CDP.

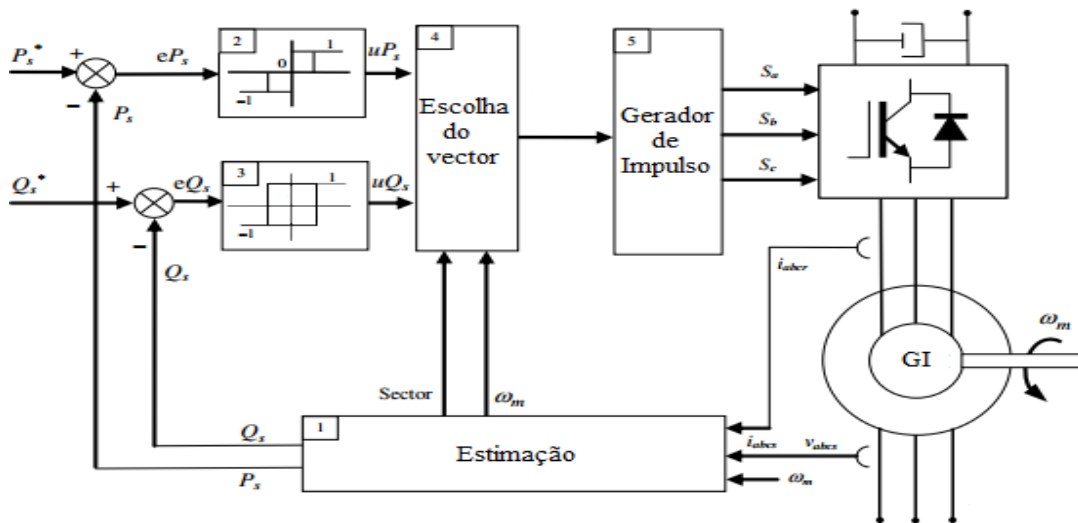
A figura 3.5 apresenta a arquitectura de alto nível do CDP, sendo que o seu princípio de funcionamento é bastante simples. Os comparadores de histerese têm como função comparar os valores de potência de referência com os valores reais de potência, através dessa comparação é possível saber de que forma é necessário actuar sobre os conversores, para aumentar, manter ou diminuir a potência. Com a informação obtida pelos comparadores de histerese, o vector de comando é seleccionado de uma tabela pré- definida, este sinal de comando é a forma como os disparos dos dispositivos de comutação dos conversores devem ocorrer. Esta estratégia permite variar as potências fornecidas pela máquina e mantê-las numa banda estreita de acordo com as bandas de histerese definidas para o controlador [51].

### 3.2.3.1 Controlador do lado do rotor

A figura 3.6 mostra o módulo de controlo para o conversor do lado do rotor, em que o controlador pode ser dividido em 5 blocos distintos:

- 1) Estimação
- 2) Comparador de Histerese para potência activa
- 3) Comparador de Histerese para potência reactiva
- 4) Escolha do vector de tensão

## 5) Gerador de impulso



**Figura 3.6** – Esquema de controlo do conversor do lado do rotor [51].

## 1) Bloco de Estimação

O bloco de estimação tem como função de calcular o valor de potência activa e reactiva do estator, e também estimar o valor da posição do factor do fluxo do rotor em função do seu ângulo.

No controlador implementado, o valor das potências activa e reactiva são calculadas directamente a partir dos valores de tensão e correntes do estator. Após estimar o ângulo do fluxo do rotor, o seu sector é dado com recurso da tabela 3.2.

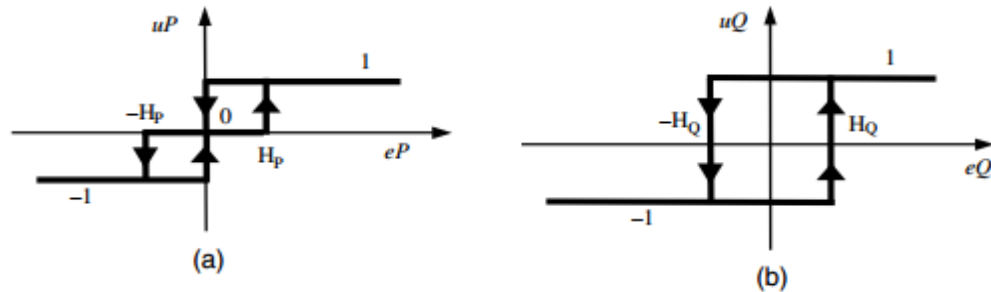
$\theta_\psi(^{\circ})$	Sector
[330;30[	1
[30;90[	2
[90;150[	3
[150;210[	4
[210;270[	5
[270;330[	6

**Tabela 3.2** – Sector do fluxo do rotor em função do seu ângulo.

## 2) 3) Comparadores de Histerese

Os blocos 2 e 3 têm como objectivo comparar o erro entre os valores de potência calculados pelo bloco de estimação com os valores de referência. Através do erro recebido é devolvido um sinal de comando que indica como actuar, ou seja, aumentar, diminuir ou manter o valor de potência.

O funcionamento de um comparador de histerese é bastante simples, existindo um limite superior e inferior que definem a banda de histerese, dentro da qual o sinal de entrada, valor a comparar, pode variar sem que exista qualquer tipo de variação à saída do comparador.



**Figura 3.7** – Comparadores de Histerese. A) Comparador de 3 níveis para a potência activa. B) Comparador de 2 níveis para a potência reactiva [51].

No caso em estudo os comparadores de histerese utilizados são de 3 níveis para a potência activa e de 2 níveis para a potência reactiva, como apresentados na figura 3.7. O comparador de 3 níveis permite três sinais de comando diferentes: aumentar, manter e diminuir. O comparador de 2 níveis apenas permite dois sinais de comando: aumentar e diminuir.

#### 4) 5) Escolha do Vector de Tensão e Gerador de Impulsos

O bloco de selecção do vector de tensão recebe como entrada o sinal de comando dado pelos comparadores de histerese e o sector em que se encontra o fluxo do rotor, calculado no bloco de estimação. Com base nesta informação o vector de tensão a aplicar, é escolhido a partir de uma tabela pré definida, apresentada na tabela 3.3 onde  $k$  é o sector o fluxo do rotor se encontra. De referir que a tabela 3.3 apenas apresenta o modo como o vector é escolhido quando a máquina está a funcionar no modo subsíncrono, para o modo hipersíncrono é necessário inverter a tabela para a escolha do vector.

		uP		
		1	0	-1
uQ	1	$V(k-2)$	$V_0, V_7$	$V(k+2)$
	-1	$V(k-1)$	$V_0, V_7$	$V(k+1)$

**Tabela 3.3** – Vectores de Tensão do rotor [51].

Com base na informação recebida, é gerado um sinal de impulso que contém a ordem de disparos dos dispositivos de comutação do conversor.

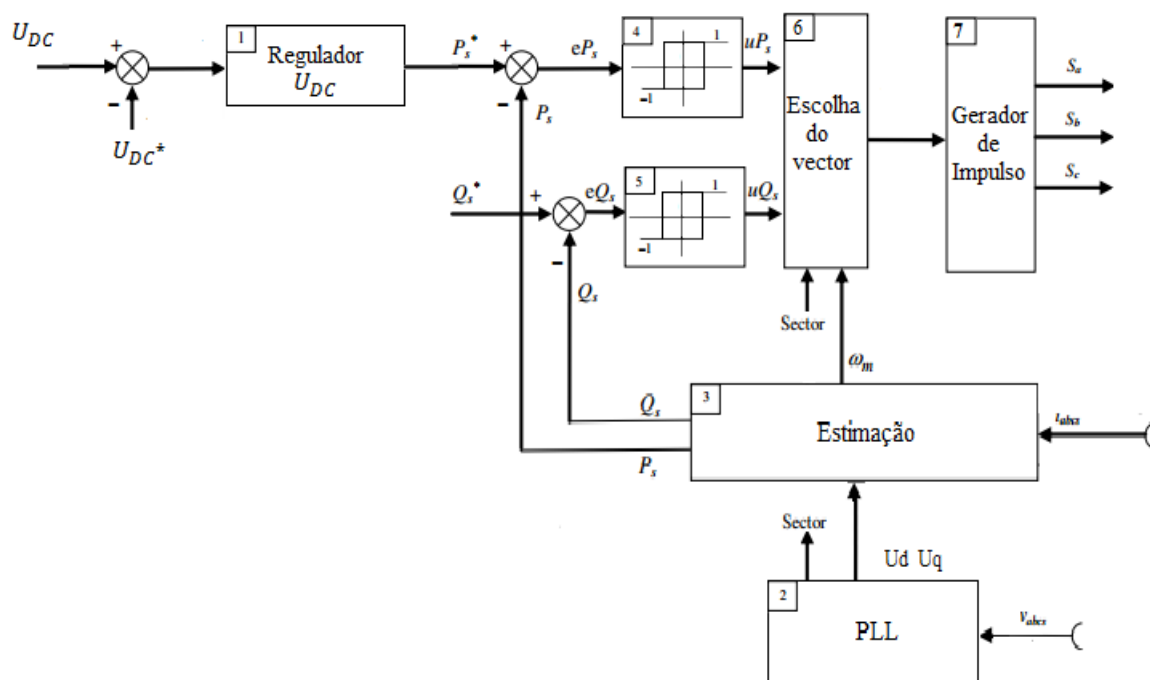
### 3.2.3.2 Controlador do lado da rede

O controlador do conversor do lado da rede é bastante semelhante ao controlador anterior, como mostra a figura 3.8, todavia foi necessário incluir dois novos blocos. Tendo em conta a semelhança existente entre os dois controladores apenas serão descritas as diferenças existentes.

O controlador do lado da rede tem como objectivo de controlar o fluxo de potência entre o conversor e a rede, e também de controlar a tensão aos terminais do barramento DC.

O módulo de controlo pode ser dividido em 7 blocos:

- 1) Regulador da tensão DC
- 2) PLL – Phase- Locked Loop
- 3) Estimação
- 4) Comparador de Histerese para potência activa
- 5) Comparador de Histerese para potência reactiva
- 6) Escolha do vector de tensão
- 7) Gerador de impulso



**Figura 3.8** – Esquema de controlo do conversor do lado da rede.

Como se pode verificar pela figura 3.8, foi necessário incluir o bloco 1 e 2, no entanto e apesar da introdução dos blocos 1 e 2, os restantes blocos apresentam o mesmo princípio de funcionamento visto na secção anterior.

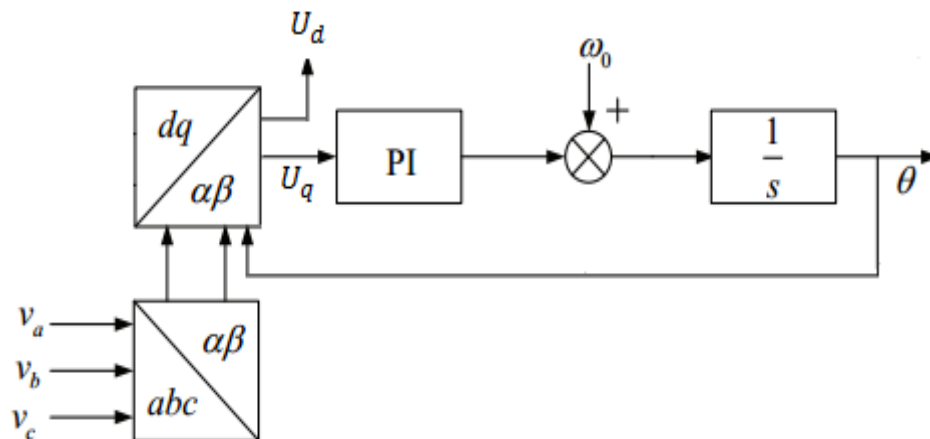
### 1) Regulador $U_{DC}$

O regulador de tensão DC tem como objectivo manter constante a tensão DC no barramento e também fornecer na sua saída o valor de potência activa que cumpre esse objectivo.

### 2) PLL

O PLL é um dispositivo que tem como objectivo gerar um sinal de saída que esteja em concordância com um sinal de referência de entrada [57,58][57][58]. Ou seja, dado um sinal de entrada, o PLL detecta qual a diferença de fase existe entre o sinal de entrada e o sinal de referência. Conhecida esta diferença é gerado um sinal de saída com a mesma frequência do sinal de entrada mas cuja fase está sincronizada com o sinal de referência [58].

O uso do PLL no controlador é importante, pois, garante que a potência entregue à rede esteja sincronizada de acordo com a tensão da rede. Basta um pequeno erro de sincronização para afectar o funcionamento do sistema.



**Figura 3.9** – Esquema de controlo do Phase Locked Loop (adaptado de [59]).

A figura 3.9 apresenta o esquema de controlo do PLL utilizado. O princípio de funcionamento do PLL é bastante simples, após se obter o vector espacial através das transformações de coordenadas reais para coordenadas  $\alpha\beta$ , e depois para o referencial síncrono (dq). O passo seguinte passa pelo que controlador PI que leva para zero o valor da componente de quadratura. Finalmente depois soma-se o valor de frequência angular da rede ao valor resultante do controlador PI, que ao passar pelo bloco integrador dá a posição angular do vector espacial.

Dado o valor da posição angular do vector espacial, o seu sector é obtido através da tabela 3.4.

$\theta_{\Psi}(^\circ)$	Sector
[0;30[	1
[30;60[	2
[60;90[	3
[90;120[	4
[120;150[	5
[150;180[	6
[180;210[	7
[210;240[	8
[240;270[	9
[270;300[	10
[300;330[	11
[330;0[	12

**Tabela 3.4** – Sector do vector de Tensão em função do seu ângulo.

#### 4) 5) Comparadores de Histerese

Como foi visto na subsecção anterior os comparadores de histerese utilizados no controlador do conversor do lado do rotor são de 3 e 2 níveis para a potência activa e reactiva, no controlador do lado da rede os comparadores usados são ambos de 2 níveis.

#### 6) Escolha do Vector de Tensão

Como foi visto no bloco 1 deste controlador, o sector escolhido em função do ângulo do fluxo da rede é dado tabela 3.4, assim dado o sector do vector de tensão da rede a escolha do vector de tensão a aplicar no conversor do lado da rede é dado pela tabela 3.5.

uP	uQ	Posição do vector de tensão da rede											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	V5	V6	V6	V1	V1	V2	V2	V3	V3	V4	V4	V5
	1	V3	V4	V4	V5	V5	V6	V6	V1	V1	V2	V2	V3
0	0	V1	V1	V2	V2	V3	V3	V4	V4	V5	V5	V6	V6
	1	V2	V2	V3	V3	V4	V4	V5	V5	V6	V6	V1	V1

**Tabela 3.5** – Vectores de Tensão da rede

## Capítulo 4

# Sistemas de Detecção e Diagnóstico de Falhas

Neste capítulo é apresentado o princípio de funcionamento de um sistema de detecção e diagnóstico (SDD), assim como as suas principais características. É também apresentado a arquitectura geral das duas técnicas implementadas no presente estudo, Análise das Componentes Principais (PCA) e Análise Espectral.

### 4.1 Sistema de Detecção e Diagnóstico de Falhas

A confiança no operador humano para lidar com situações de emergência e de funcionamento anormal, tem vindo a decrescer devido a diversos factores. Estes factores estão relacionados com a actividade de diagnóstico que engloba inúmeras variáveis de funcionamento normal, falhas e degradação de processo. No entanto, se aos factores referidos ainda tivermos em conta a dimensão e complexidade dos sistemas modernos torna-se cada vez mais difícil tomar decisões de forma rápida, o que coloca certas restrições e exigências na actividade de detecção e diagnóstico [60]. Como resposta a esta necessidade os sistemas de detecção e diagnóstico começaram a fazer parte integrante de diversas aplicações devido características e vantagens que estes sistemas apresentam.

#### 4.1.1 Características de SDD

Em linhas gerais um Sistema de Detecção e Diagnóstico é uma ferramenta que consiste em avaliar o estado actual de um equipamento e detectar e diagnosticar uma falha ocorrida, sempre que seja detectado um desvio anormal no funcionamento do equipamento. Um SDD, não deve unicamente detectar e diagnosticar uma falha, deve também indicar a localização da falha assim como o seu factor de erro. A tabela 4.1 apresenta as principais características de um SDD, assim como as suas vantagens e benefícios.

Característica	Vantagem	Benefício
Detecção de falhas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar avarias</li> <li>• Melhor planeamento de manutenção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diminuição de custos</li> <li>• Diminuição de tempo de paragem</li> </ul>
Identificação do problema	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviço correcto e atempadamente</li> <li>• Evitar reposições desnecessárias</li> <li>• Problemas solucionados no tempo de garantia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de vida útil</li> <li>• Baixo custo de manutenção</li> </ul>
Monitorização continua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informação constante relacionada com a operação do sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Confiança e segurança na operação</li> <li>• Aumento de eficiência do equipamento</li> </ul>

**Tabela 4.1** – Principais características de um SDD [26].

Além das características apresentadas na Tabela 4.1, a escolha ou até mesmo a construção de um SDD deve ter em conta os seguintes atributos.

**Detecção e Diagnóstico Rápido:** O sistema deve detectar e diagnosticar rapidamente a falha ocorrida. O uso deste tipo de técnicas tem como objectivo principal detectar falhas abruptas, no entanto, o sistema irá ficar sensível a influência de altas frequências. O que torna o SDD sensível a ruído e pode levar à ocorrência de falsos alarmes [60,61].

**Isolamento de uma falha:** O isolamento de uma falha é um aspecto importante, pois permite que o sistema consiga distinguir diferentes falhas. Contudo, a capacidade de distinguir diferentes falhas não depende apenas do SDD, mas também de que modo a saída do sistema é afectado. Adicionalmente, as incertezas associadas à modelização do sistema vão contra o isolamento de falhas, pois, um SDD com um elevado grau de isolamento de falhas é sensível a estas incertezas [60,61].

**Robustez:** Os SDD devem ser robustos ao ruído e as incertezas [60,61]. No entanto, num sistema robusto os “limites” são colocados perto de zero, ou seja, a presença de ruído pode afectar a performance do sistema [60].

**Identificação de múltiplas falhas:** O sistema deve ter a capacidade de identificar múltiplas falhas, no entanto, esta característica é bastante difícil de se conseguir devido a natureza de grande parte das falhas. De forma a ser possível identificar diversos tipos de falhas é necessário que existe padrões individuais para cada falha, contudo em sistemas não lineares é bastante difícil a obtenção destes padrões, por outro lado, o facto de ser necessário ter padrões individuais para cada falha não é benéfico para processos de grande dimensão [60,61].



**Adaptabilidade:** Um processo em geral pode sofrer diversas modificações devido a alterações externas, estruturais ou até mesmo ambientais. Pelo que o SDD deve ter a capacidade de se adaptar a estas alterações e se possível desenvolver gradualmente o SDD para detectar novas falhas, à medida que novos casos e problemas vão surgindo [60,61].

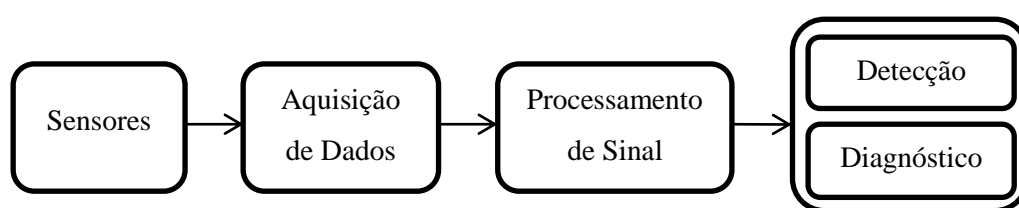
**Estimação de erro:** O SDD deve ser capaz de fornecer e classificar o erro da falha ocorrida. Esta característica é bastante benéfica para a tomada de decisões com base na classificação do erro [60].

**Identificabilidade:** É a capacidade do SDD decidir se o estado actual de funcionamento de um equipamento é normal ou anormal, e no caso de funcionamento anormal determinar se a causa da falha é conhecida ou desconhecida. Contudo, para ser possível determinar se a causa da falha é conhecida ou não, é necessário que o modelo de comportamento do equipamento seja conhecido. O SDD deve ser capaz também de identificar a fonte do problema e conseguir definir o que originou a falha e de que modo se propagou para a situação actual [60,61].

### 4.1.2 Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento de um SDD de um modo geral é bastante simples, um SDD tem como função a obtenção dos dados necessários e a transformação desses mesmos dados de acordo com o método de detecção e diagnóstico usado.

A figura 4.1 apresenta o modelo simplificado de um SDD usualmente usado em diversas aplicações. Como se pode verificar um SDD geralmente é composto por 4 módulos: Sensores, Aquisição de Dados, Processamento de Sinal, Detecção e Diagnóstico [62,63].



**Figura 4.1** – Modelo simplificado de um SDD (Adaptado de [27]).

#### **Sensores**

Os sensores são incorporados em diversos equipamentos, de modo a medir as quantidades que se pretendem analisar tais como: correntes, tensões, temperatura, etc. A escolha dos sensores utilizados depende sempre da técnica de detecção e diagnóstica utilizada [62,64].

### **Aquisição de Dados**

O módulo de aquisição de dados tem a tarefa de armazenar a informação útil sobre um equipamento físico. Este módulo é fundamental para o SDD, pois garante a integridade e precisão dos dados recolhidos. A aquisição e transmissão dos dados devem ser realizadas de modo a minimizar o efeito do ruído que possa afectar os sinais medidos [64].

### **Processamento de Sinal**

O processamento de sinal tem como objectivo manipular e/ou transformar os dados obtidos, no sentido de estes se encontrarem de acordo com a técnica utilizada no módulo de detecção e diagnóstico de falhas. Existem diversas técnicas para processar os sinais obtidos, uma das mais simples é a análise de amplitude do sinal de entrada em função do tempo. Outras técnicas mais complexas têm surgido como por exemplo: análise espectral, correlação, média, cepstral etc [62,64].

### **Detecção e Diagnóstico**

O módulo de detecção e diagnóstico pode ser dividido em 2, ou seja, um módulo de detecção e outro de diagnóstico. O módulo de detecção é responsável por verificar os dados recolhidos e transformados no sentido de detectar a presença de falhas. No caso da existência de falhas, o módulo de diagnóstico tem como função distinguir e indicar a localização da falha ocorrida e também estimar o seu erro.

## **4.1.3 SDD On-line vs Off-line**

Os SDD podem ser sistemas on-line ou off-line, esta escolha depende sempre do tipo de aplicação pretendida, do método de detecção e diagnóstico usado e também de que forma as características dos sinais analisados variam [62].

A principal diferença entre os dois modos de operação é o modo como a detecção e diagnóstico de falhas é efectuado. Nos sistemas on-line, a detecção e diagnóstico acontece de forma contínua, ou seja, os módulos do SDD são executados em tempo real durante o funcionamento normal do equipamento. Já nos sistemas Off-line os dados relativos ao funcionamento do equipamento são analisados todos de uma vez só [27].

A utilização de sistemas on-line oferecem mais vantagens, pois, o equipamento está sobre constante monitorização o que não implica a paragem do equipamento. Uma das desvantagens o uso dos sistemas on-line é o facto de ser necessário a instalação de sensores adicionais. Contudo, com a evolução dos sensores e métodos não invasivos, como por exemplo a análise da assinatura

das correntes, estes sistemas podem se tornar completamente não invasivos, ou seja, os algoritmos de detecção e diagnóstico podem residir nos blocos de controlo da máquina, evitando assim a instalação de equipamentos adicionais na máquina [65,66].

A principal vantagem do uso de sistemas off-line é o facto do equipamento de teste poder ser usado diversas vezes e em diferentes máquinas, evitando assim custos adicionais. Contudo, este tipo de sistemas implica a paragem total da máquina para testes regulares [65,66].

## 4.2 Análise das componentes Principais (PCA)

A análise das componentes principais (PCA) é um método estatístico amplamente usado em diversas áreas. O PCA tem como principal objectivo a redução da dimensão de um conjunto de dados constituído por um grande número de variáveis, mantendo o máximo possível de informação presente nos dados. A redução do número de variáveis pode ser obtida através da transformação dos dados originais num novo conjunto que mantenha as suas componentes principais (PC) [31,67-70].

As componentes principais de um conjunto de dados podem ser obtidas de diversas formas, como por exemplo através da decomposição dos valores próprios de uma matriz. Por definição os vectores próprios permitem obter as direcções principais de um conjunto de dados num vector, permitem também definir os valores significativos, valores próprios, que influenciam a variação dos dados pelas direcções principais [67].

### 4.2.1 PCA - Aquisição de Dados e Processamento de Sinal

Após a obtenção dos dados necessário para a detecção e diagnóstico de falhas, através de sensores instalados no equipamento físico, é necessário que estes sejam processados pelo módulo de processamento de sinal.

O módulo de processamento é responsável por executar qualquer manipulação necessária aos dados recolhidos, no sentido de os transformar de acordo com a técnica usada no módulo de detecção. Neste caso em concreto e como referido a ideia central do PCA é reduzir o número de variáveis que se pretende analisar.

Nesse sentido, para a representação de sistemas trifásicos é comum utilizar se um sistema de duas variáveis, como por exemplo a transformada  $\alpha\beta$  [70,71]. Esta transformação permite transformar correntes ou tensões trifásicas num sistema equivalente de duas fases. Uma vantagem do uso da transformada  $\alpha\beta$  é o facto de os valores próprios associados são iguais quer para o

sistema em coordenadas  $\alpha\beta$  quer para o sistema em coordenadas reais. Então através da seguinte equação é possível obter o vector de transformação  $\alpha\beta$  [71].

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} * \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{2}}{3} & \frac{\sqrt{2}}{3} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Uma vez que a componente  $i_o$  é nula [71], então o sistema pode ser representado por:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} i_a & -\frac{1}{\sqrt{6}} i_b & -\frac{1}{\sqrt{6}} i_c \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} i_b & -\frac{1}{\sqrt{2}} i_c \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

O passo seguinte é a obtenção dos valores e vectores próprios que permitem verificar se o sistema em questão tem alguma falha. O primeiro passo é obter a matriz de covariância  $S$ , que contém o conjunto de dados que representam as variáveis físicas medidas [67,69].

Neste caso a matriz  $S$ , equação 4.3, é composta pelo vector de correntes  $\alpha\beta$ , onde  $i_\alpha$  e  $i_\beta$  formam as colunas e  $n$  corresponde ao número de linhas da matriz  $S$ ,  $t_o$  designa o instante inicial e  $\Delta t$  o tempo de cada amostra.

$$S = \begin{bmatrix} i_\alpha(t_o) & i_\beta(t_o) \\ i_\alpha(t_o + \Delta t) & i_\beta(t_o + \Delta t) \\ \vdots & \vdots \\ i_\alpha(t_o + (n-1)\Delta t) & i_\beta(t_o + (n-1)\Delta t) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Após se definir a matriz  $S$ , os vectores próprios ( $e_1$  e  $e_2$ ), e os respectivos valores próprios podem ser obtidos através da matriz de correlação  $E$ .

$$E = S^T \cdot S \quad (4.4)$$

A forma mais comum de se obter os vectores e valores próprios associados é através da relação que define os vectores próprios da matriz  $E$  como um vector que satisfaz a seguinte relação:

$$Ev = v\lambda \quad (4.5)$$

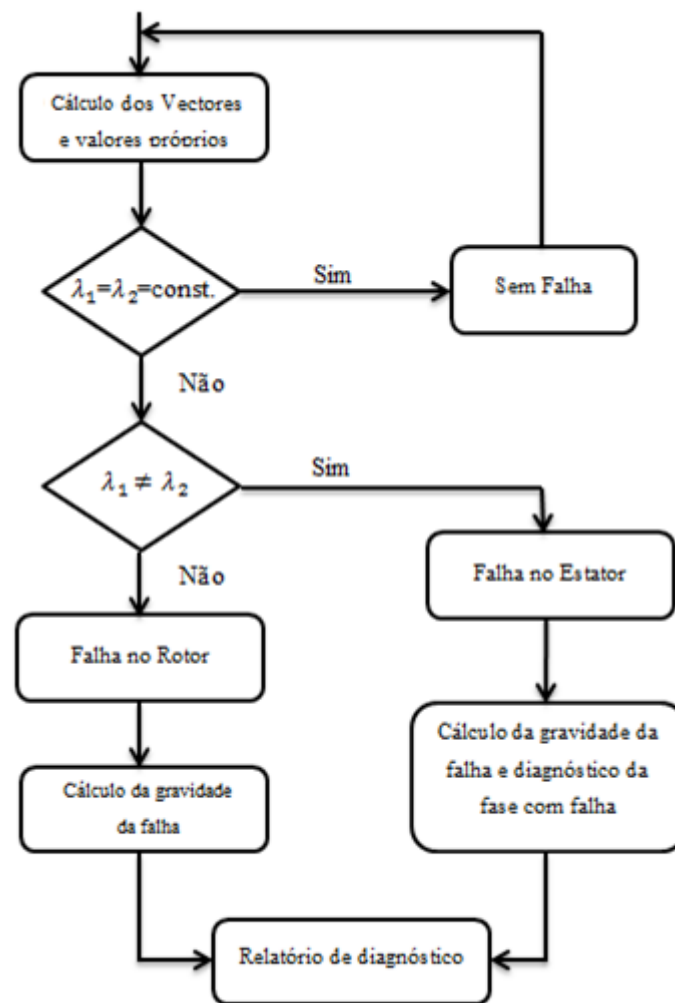
Simplificando, vem;

$$(E - \lambda I)v = 0 \quad (4.6)$$

Onde  $\lambda$  é o valor próprio associado ao vector próprio  $v$ .

### 4.2.2 PCA - Detecção e Diagnóstico de falhas

Após o cálculo dos vectores e valores próprios o algoritmo de detecção e diagnóstico avalia os valores próprios no sentido de decidir se o gerador está sem falhas, ou se existe alguma falha no estator ou no rotor. O algoritmo de detecção e diagnóstico implementado é apresentado na figura 4.3, onde  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  designa o par de valores próprios.



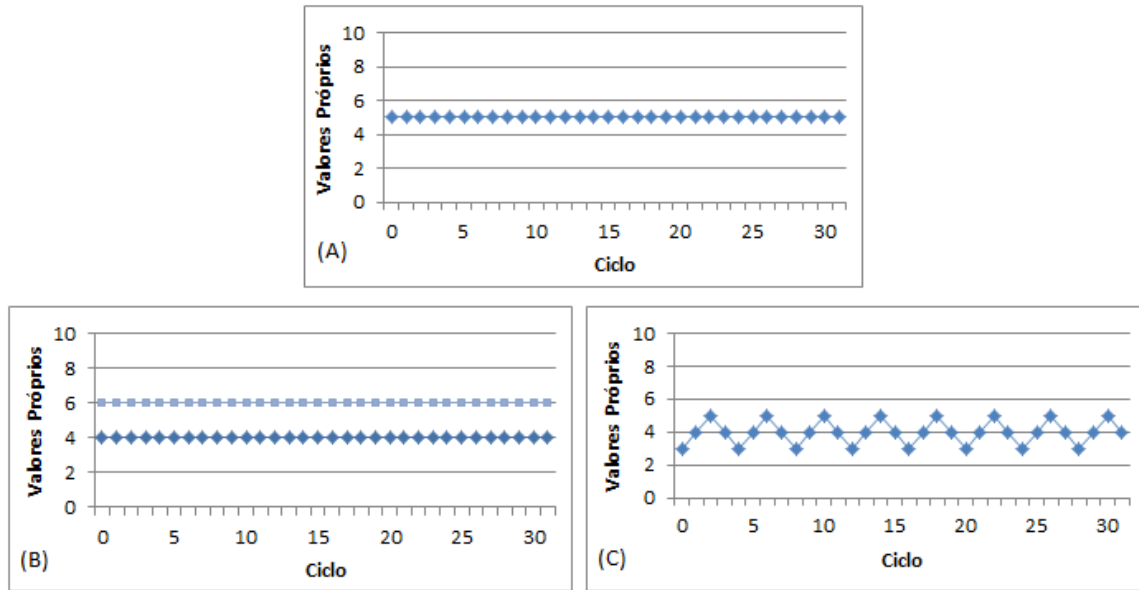
**Figura 4.3** – Algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.

De modo a detectar a presença de alguma falha, as seguintes condições são verificadas [31]:

1.  $\lambda_1 = \lambda_2 = \text{const.}$ : Se o par de valores próprios for igual e constante no tempo, significa que não existe qualquer tipo de falha, ver figura 4.4 a).
2.  $\lambda_1 \neq \lambda_2$ : Caso o par de valores próprios seja diferente é sinal que existe uma falha no estator, ver figura 4.4 b).

3.  $\lambda_1 = \lambda_2$ : Se as condições anteriores não se verificarem, significa que existe uma falha no rotor. Neste caso, o par de valores próprios é igual mas variam ao longo do tempo, ver figura 4.4 c)

As condições mencionadas são processadas, pelo algoritmo implementado, segundo a sua ordem de apresentação. Através da 1ª condição é possível determinar se existe alguma falha e através das condições 2 e 3 é possível determinar que tipo de falha é, ou seja, se uma falha no estator ou no rotor. A figura 4.4 apresenta a evolução no tempo dos valores próprios.



**Figura 4.4** – Evolução no tempo dos valores próprios. A)  $\lambda_1 = \lambda_2 = \text{const.}$  B)  $\lambda_1 \neq \lambda_2$ . C)  $\lambda_1 = \lambda_2$

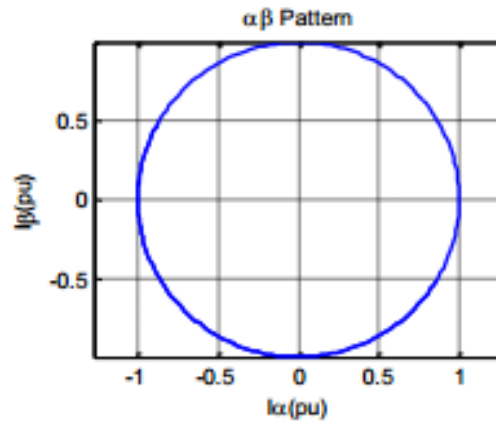
Após determinar a existência de uma falha é possível calcular o factor de severidade da falha ocorrida. O factor de severidade pode ser calculado através das equações 4.7 e 4.8, para falhas no estator e no rotor respectivamente.

$$SF_e = 1 - \frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \quad (4.7)$$

$$SF_r = 1 - \frac{\lambda_{j\min}}{\lambda_{j\max}} \quad (4.8)$$

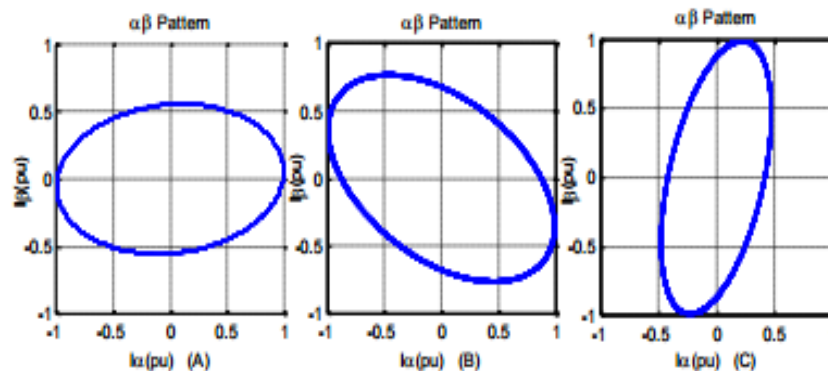
Através da equação 4.7, obtém-se o índice de severidade de uma falha no estator,  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$ , representa respectivamente o valor mínimo e máximo do par de valores próprios. No caso de falhas no rotor os valores próprios são iguais e variam ao longo do tempo, então  $\lambda_{j\min}$  e  $\lambda_{j\max}$  são os valores mínimo e máximo do conjunto de dados.

Segundo alguns autores [35,72,73], o padrão do vector de transformação  $\alpha\beta$  apresenta uma forma circular ou elíptica, em caso de ausência ou na presença de uma falha. Como se pode observar pela figura 4.5 quando o gerador se encontra a funcionar sem a presença de falhas o padrão resultante do vector de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator tem a forma circular.



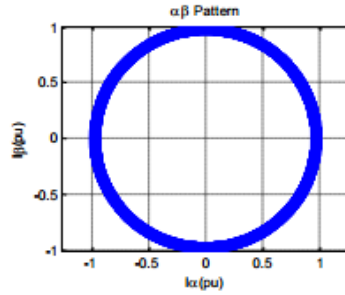
**Figura 4.5** – Representação do vector de transformação  $\alpha\beta$  em funcionamento sem falhas (adaptado de [73]).

Quando uma situação de falha ocorre nos enrolamentos estator implica uma distorção no círculo, ou seja, o padrão resultante assume a forma de uma elipse devido a variação de amplitude da corrente. A direcção da elipse está associada a fase onde a falha ocorre, como se pode observar pela figura 4.6. A sua forma também altera de acordo com a severidade falha, ou seja, quanto mais severa for a falha maior será a excentricidade da elipse.



**Figura 4.6** – Representação gráfica do vector de correntes  $\alpha\beta$  de um gerador com falhas no estator. A) Falha na fase A. B) Falha na fase B. C) Falha na fase C (adaptado de [73])

Nos casos de falha no rotor o vector  $\alpha\beta$  apresenta uma forma circular, no entanto se compararmos com a figura 4.5, o círculo tem a forma anelar como apresentado na figura 4.7, ou seja, o seu limite encontra-se preenchido devido a variação no tempo dos valores próprios.



**Figura 4.7** – Representação gráfica do vector de correntes  $\alpha\beta$  de um gerador com falhas no rotor (adaptado de [72]).

## 4.3 Análise Espectral – FFT

Tal como o PCA, a análise espectral também é um método amplamente usado em SDD baseados na análise da assinatura das correntes. A análise espectral tem como ideia central a transformação de um sinal de domínio no tempo para uma representação do sinal de domínio em frequência [64].

Este método é baseado na decomposição das correntes do estator através da Transformada Rápida de Fourier (*FFT*<sup>5</sup>). O principal objectivo é identificar e isolar as principais componentes de frequência do sinal [64]. Quando existe a ocorrência de uma falha, esta tem como consequência o aparecimento de uma componente harmónica nas correntes à uma determinada frequência característica. De forma a determinar estas frequências, é necessário também conhecer o escorregamento da máquina [20,74].

### 4.3.1 *FFT* - Aquisição de Dados e Processamento de Sinal

Ao contrário do algoritmo anterior, a FFT não executa nenhuma redução na dimensão do número de variáveis, ou seja, a análise das componentes de frequência das correntes do estator é realizado sobre o conjunto original obtido através dos sensores colocados na máquina.

O algoritmo FFT tem como base a decomposição dos  $N$  pontos do sinal no domínio do tempo para um sinal com  $N$  pontos no domínio da frequência que representam as componentes de frequência do sinal [75]. Então de forma a obter as componentes de frequência das correntes do estator, o algoritmo FFT tem como base a seguinte equação [20,76].

$$X(k) = \sum_{j=1}^N x(j) \omega_N^{(j-1)(k-1)} \quad (4.9)$$

---

<sup>5</sup> Do termo em inglês – Fast Fourier Transform (FFT)

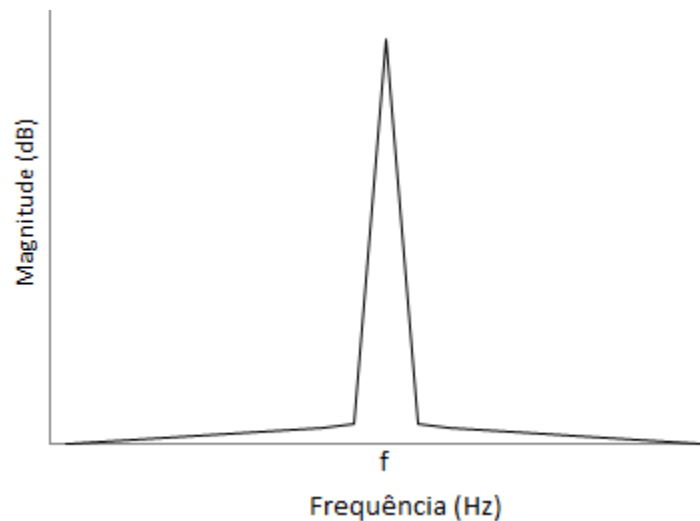


Onde,

$$\omega_N = e^{(-2\pi i)/N} \quad (4.10)$$

### 4.3.2 Detecção e Diagnóstico de falhas

Após se aplicar a transformada de Fourier às correntes do estator, o passo seguinte passa pela análise das componentes de frequência de modo a detectar a presença de falhas. Tipicamente em funcionamento normal, as correntes do estator são perfeitamente equilibradas e sua transformada de Fourier apenas apresenta uma componente de frequência, neste caso nos 50Hz, como se pode constatar pela figura 4.8.



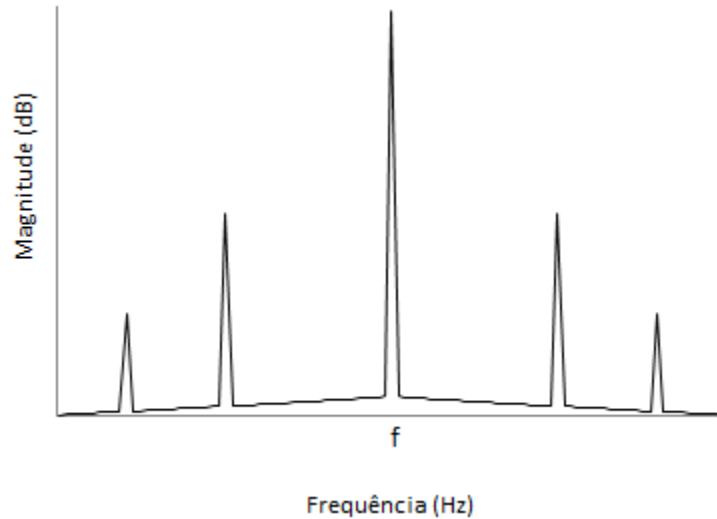
**Figura 4.8** – Espectro ideal das correntes do estator sem falhas.

Com existência de perturbações o sinal torna-se desequilibrado e são introduzidas novas componentes de frequências no sinal. Estas componentes aparecem em determinados valores de frequência, associados sempre ao tipo de falha [74].

No caso de enrolamentos do estator em curto-circuitos estas componentes de frequência podem ser calculadas através da seguinte equação:

$$f_{cc} = f * \left[ \frac{m}{p} (1 - s) \mp k \right] \quad (4.11)$$

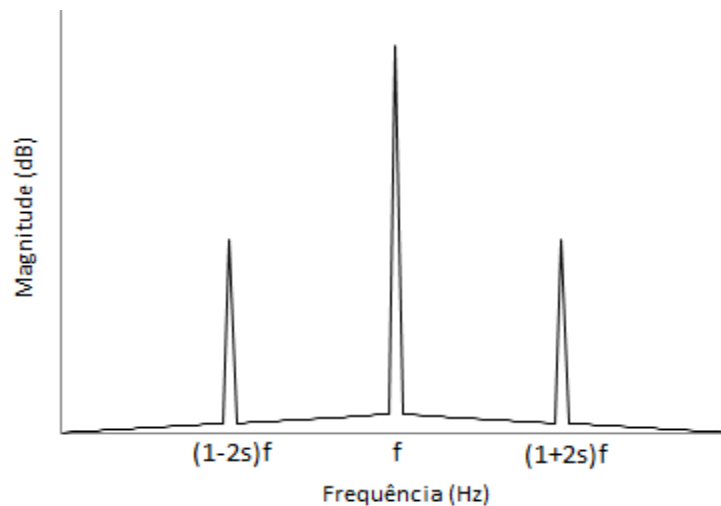
Onde,  $f$  é o valor da frequência de alimentação,  $m=1,2,3\dots$  é o factor de multiplicação,  $k=1,3,5\dots$  depende do número das harmónicas da rede,  $p$  designa o par de polos da máquina e  $s$  o escorregamento.



**Figura 4.9** – Espectro das correntes do estator com fases do estator em curto-circuito.

No caso de barras quebradas no rotor, as componentes de frequência podem ser calculadas pela equação 4.12. Ao analisarmos a equação 4.12, verifica-se que esta apenas depende do valor da frequência de alimentação e do escorregamento, pelo que para valores para barras quebradas no rotor, as suas componentes de frequência surgem próximas do valor da frequência de alimentação, o que por vezes pode se tornar difícil a detecção deste tipo de falhas.

$$f_b = f * (1 \mp s) \quad (4.12)$$



**Figura 4.10** – Espectro ideal das correntes do estator com barras do rotor quebradas.

## 4.4 Comparação entre PCA e FFT

Apesar do uso de ambos os métodos oferecerem uma alternativa válida para aplicações de detecção e diagnóstico é necessário ter em conta as suas vantagens e desvantagens. A principal vantagem do PCA é o facto de este ser baseado em transformações lineares das variáveis medidas e a redução do número de variáveis permite diminuir a complexidade de cálculo assim como também diminui os efeitos de ruído [68,70]. O mesmo já não se verifica com a FFT que devido ao elevado número de amostras, o cálculo torna-se mais complexo exigindo assim um poder computacional superior [68]

Contudo, a redução do número de variáveis no PCA pode ser visto com uma desvantagem, pois na redução do número de variáveis pode ser perdida informação importante para o processo de detecção e diagnóstico de falhas [70]. No caso da FFT, devido a transformação do sinal medido no domínio do tempo para o domínio da frequência, a informação temporal perde-se, impedido assim conhecer o instante exacto da falha ocorrida [33].

Em termos de processo de diagnóstico, o uso da FFT é vantajoso, pois como foi referido na secção 4.3.2, através das equações apresentadas é possível determinar qual o tipo de falha ocorrida [74]. No caso do método PCA apenas é possível determinar o local da falha, no estator ou no rotor da máquina.

Contudo apesar de a FFT conseguir distinguir o tipo de falha ocorrida, em situações de baixo binário torna-se difícil distinguir entre situações de ausência de falhas e de falhas no rotor, isto porque no caso de barras do rotor quebradas a frequência associada às falhas encontram-se perto do valor da frequência de alimentação [77].

Apesar das diferenças enumeradas, na literatura apresentada ficou demonstrado que ambos os métodos são uma alternativa válida para um SDD. Onde a sua principal vantagem é o facto de estes métodos serem não invasivos, o que não implica alterações estruturais no equipamento reduzindo assim possíveis alterações das características da máquina.



# Capítulo 5

## Implementação e Resultados

Neste capítulo é apresentada a arquitectura geral do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Inicialmente é apresentado o diagrama de blocos do GIDA e do SDD. De seguida é apresentado o modelo matemático que permite descrever o comportamento do gerador de indução.

A segunda parte deste capítulo apresenta os parâmetros usados quer para o gerador de indução como para o controlador. Finalmente são mostrados os resultados obtidos com recurso ao ambiente de simulação *Matlab/Simulink*.

### 5.1 Arquitectura do GIDA

A figura 5.1 apresenta o esquema de blocos simplificados do modelo de GIDA incluído o sistema de detecção e diagnóstico de falhas (SDD).

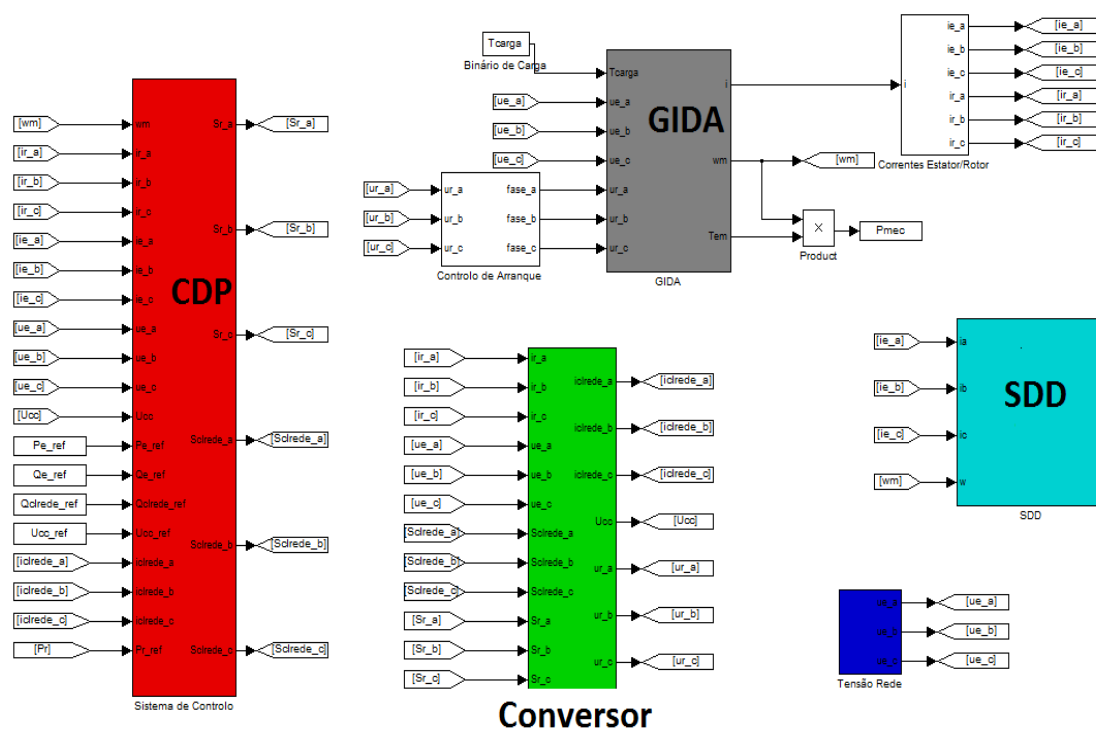


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do GIDA e SDD.

O modelo apresentado na figura 5.1 é constituído pelo gerador de indução, conversor *back-to-back*, o sistema de controlo e por um sistema de detecção e diagnóstico. Neste capítulo, apenas será descrita a implementação do gerador de indução e do sistema de detecção e de diagnóstico, sendo estes os objectos em estudo na presente dissertação. O princípio de funcionamento do conversor *back-to-back* e do sistema controlo encontra-se descrito nas secções 3.2.2 e 3.2.3 respectivamente, ambos os módulos foram implementados no seguinte estudo [56].

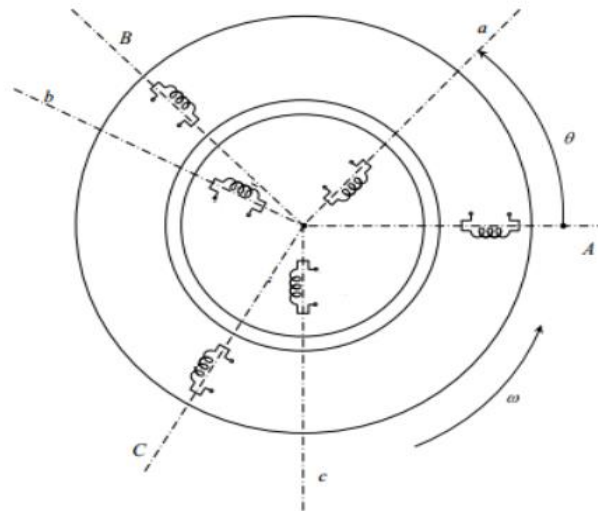
## 5.2 Modelo Matemático do Gerador de Indução

No sentido de simular as falhas eléctricas em estudo num gerador de indução é necessário alterar o valor da resistência dos enrolamentos do gerador de forma independente, o que não é possível com os modelos de simulação existentes em *Simulink*, pelo que foi necessário criar um modelo capaz de representar o comportamento dinâmico do gerador assim como permitir a alteração do valor da resistência dos enrolamentos de forma independente.

O modelo matemático apresentado descreve o comportamento de uma máquina de indução trifásica de rotor bobinado. O modelo descrito no presente trabalho está presente também na seguinte literatura [51,78]. De forma a simplificar a análise, as equações são apresentadas em coordenadas reais,  $abc$ , e encontram-se divididas em duas partes distintas que descrevem a parte eléctrica e parte mecânica da máquina.

Considerando uma máquina de indução com simetria cilíndrica, ver figura 5.2, com campo magnético linear e as seguintes características:

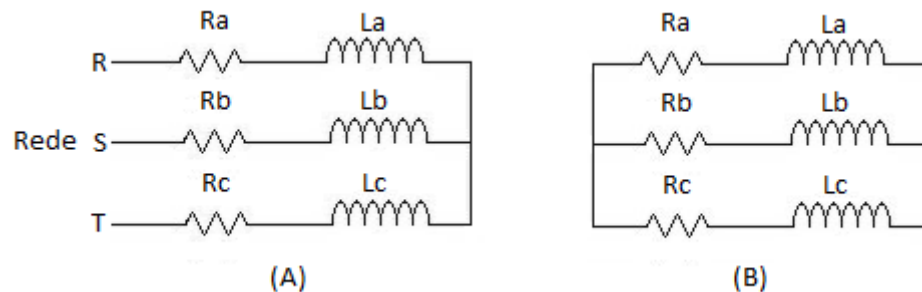
- Um par de pólos
- Alimentado por uma tensão trifásica, alternada sinusoidal, com as fases desfasadas de  $120^\circ$
- Enrolamentos do rotor ligados em estrela
- Enrolamentos do estator ligados em estrela



**Figura 5.2** – Disposição dos enrolamentos do estator e do rotor [51].

### Equações Eléctricas

Os seguintes esquemas mostram de forma simplificada o circuito eléctrico do estator e do rotor em curto -circuito.



**Figura 5.3** – Esquema simplificado do circuito eléctrico A) Estator. B) Rotor em curto-circuito.

Um sistema trifásico equilibrado como está representado na figura 5.2, pode ser representado pela equação diferencial descrita na sua forma matricial.

$$[u_{abc}] = R[i_{abc}] + \frac{d[\psi_{abc}]}{dt} \quad (5.1)$$

Simplificando a equação 5.1 e considerando os circuitos apresentados na figura 5.3 ao aplicar-se directamente a lei de indução, obtém se as equações que descrevem individualmente o comportamento dos enrolamentos do estator e do rotor, onde o índice *e* designa grandezas associadas ao estator e *r* ao associadas ao rotor:

$$[u_e] = R_e[i_e] + \frac{d[\psi_e]}{dt} \quad (5.2)$$

$$[u_r] = R_r[i_r] + \frac{d[\psi_r]}{dt} \quad (5.3)$$

Como o fluxo ligado de uma bobina depende do seu coeficiente de indução e da corrente que a atravessa, então:

$$[\psi_{abc}] = [L][i_{abc}] \quad (5.4)$$

Logo o fluxo do estator e do rotor é dado pelas equações 5.5 e 5.6.

$$[\psi_e] = [L_e][i_e] + [L_{er}][i_r] \quad (5.5)$$

$$[\psi_r] = [L_r][i_r] + [L_{er}][i_e] \quad (5.6)$$

O coeficiente de indução do sistema é descrito pela matriz  $L$ . Com os coeficientes de indução  $L_e$ ,  $L_r$  e  $L_{er}$  referentes ao estator, rotor e mútuos respectivamente.

$$L = \begin{bmatrix} [L_e] & [L_{er}] \\ [L_{re}] & [L_r] \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

$$[L_e] = \begin{bmatrix} l_e & -M_e & -M_e \\ -M_e & l_e & -M_e \\ -M_e & -M_e & l_e \end{bmatrix}, [L_r] = \begin{bmatrix} l_r & -M_r & -M_r \\ -M_r & l_r & -M_r \\ -M_r & -M_r & l_r \end{bmatrix} \quad (5.8), (5.9)$$

$$[L_{er}] = [L_{re}]^T = M_{er} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

O ângulo  $\theta$  representa o ângulo entre os eixos magnéticos do estator e do rotor, como está representado na figura 5.2.

Logo, substituindo as equações 5.8, 5.9 e 5.10 obtém-se a matriz  $L$ :

$$L = \begin{bmatrix} l_e & -M_e & -M_e & M_{er}\cos(\theta) & M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ -M_e & l_e & -M_e & M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta) & M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -M_e & -M_e & l_e & M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta) \\ M_{er}\cos(\theta) & M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & l_r & -M_r & -M_r \\ M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta) & M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -M_r & l_r & -M_r \\ M_{er}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & M_{er}\cos(\theta) & -M_r & -M_r & l_r \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

As seguintes matrizes  $u_{abc}$ ,  $i_{abc}$  e  $R$  representam as tensões, correntes e o valor das resistências dos enrolamentos do estator e rotor.



$$u_{abc} = \begin{bmatrix} u_{e\_a} \\ u_{e\_b} \\ u_{e\_c} \\ u_{r\_a} \\ u_{r\_b} \\ u_{r\_c} \end{bmatrix} \quad i_{abc} = \begin{bmatrix} i_{e\_a} \\ i_{e\_b} \\ i_{e\_c} \\ i_{r\_a} \\ i_{r\_b} \\ i_{r\_c} \end{bmatrix} \quad (5.12), (5.13)$$

$$R = \begin{bmatrix} R_{e\_a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_{e\_b} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_{e\_c} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{r\_a} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{r\_b} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{r\_c} \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

Como o principal objectivo é encontrar uma expressão que resulte no valor instantâneo das correntes, então pela equação 5.1. De referir que, como as grandezas associadas ao estator e rotor podem ser analisados em conjunto, então os seus índices encontram se ocultos.

$$[u] = R[i] + \frac{d[\psi]}{dt}$$

$$\Leftrightarrow [u] = R[i] + \frac{d([L][i])}{dt} \Leftrightarrow [u] = R[i] + \frac{d[L]}{dt} [i] + \frac{d[i]}{dt} [L] \quad (5.15)$$

Considerando as seguinte equações:

$$\frac{d[L]}{dt} = \frac{d[L]}{d\theta} + \frac{d\theta}{dt} \quad (5.16)$$

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (5.17)$$

Onde  $\omega$  representa o valor da velocidade mecânica. Então, substituindo as equações 5.16, 5.17 na equação 5.15, vem:

$$[u] = R[i] + \frac{d[L]}{d\theta} [i]\omega + \frac{d[i]}{dt} [L] \quad (5.18)$$

Como os terminais do estator estão ligados directamente à rede e considerando que esta é de capacidade infinita, o valor das tensões é conhecido, pelo que o valor das correntes da máquina é dado pela equação 5.19.

$$\frac{d[i]}{dt} = [L]^{-1}([u] - R[i] - \frac{d[L]}{d\theta} [i]\omega) \quad (5.19)$$

### Binário Electromagnético

Através da teoria da conversão electromecânica o binário de uma máquina de indução pode ser obtido em função da co-energia magnética com o ângulo entre os enrolamentos do estator e rotor [78].

$$T = \frac{d[W_c]}{d\theta} \quad (5.20)$$

Tendo em conta que a co-energia magnética depende do circuito magnético e do fluxo ligado na bobina, então a co-energia pode ser dada pela seguinte equação:

$$W_c = \frac{1}{2} [i]^T [\psi] \quad (5.21)$$

Relacionando a equação 5.20 e 5.21, obtém-se o valor do binário electromagnético, transferido do estator para o rotor:

$$T_e = \frac{1}{2} [i]^T \frac{d[\psi]}{d\theta} \Leftrightarrow T_e = \frac{1}{2} [i]^T \frac{d[L][i]}{d\theta} \Leftrightarrow T_e = [i]^T \left[ \frac{d[L]}{d\theta} \right] [i] \quad (5.22)$$

### Equações Mecânicas

Através da relação existente entre o binário de uma máquina de indução, o binário de carga e o seu momento de inércia [78], vem:

$$T_e = T_c + T_{\text{viscoso}} + J \frac{d\omega}{dt} \quad (5.23)$$

Onde J representa o momento de inércia. O binário viscoso é dado pela equação 5.24, onde  $K_1$  representa o coeficiente de atrito viscoso.

$$T_{\text{viscoso}} = K_1 \omega \quad (5.24)$$

Simplificando a equação 5.22, vem que a derivada da velocidade mecânica é:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (T_e - T_c + T_{\text{viscoso}}) \quad (5.25)$$

A combinação das equações 5.19, 5.25 e 5.22 representa o comportamento de uma máquina de indução.

$$\begin{cases} \frac{d[i]}{dt} = [L]^{-1} \left( [u] - R[i] - \frac{d[L]}{d\theta} [i] \omega \right) \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (T_e - T_c + T_{\text{viscoso}}) \\ T_e = [i]^T \left[ \frac{d[L]}{d\theta} \right] [i] \end{cases}$$

## 5.3 Parâmetros do GIDA

O modelo matemático do GIDA apresentado na secção anterior foi implementado através da ferramenta de simulação *Matlab/Simulink*. A tabela 5.1 apresenta os parâmetros usados na simulação do modelo GIDA.

Máquina de Indução		
Característica	Valor	Unidade
Potência Nominal	1500	<i>W</i>
Tensão Nominal	380/220	<i>V</i>
Corrente Nominal	2,48/4,8	<i>A</i>
$M_e$	0,274	<i>H</i>
$l_{ge}$	0,001	<i>H</i>
$M_r$	0,274	<i>H</i>
$l_{gr}$	0,001	<i>H</i>
$M_{er}$	0,258	<i>H</i>
$l_r$	0,274	<i>H</i>
$l_r$	0,274	<i>H</i>
$R_e$	4,85	$\Omega$
$R_r$	3,805	$\Omega$
$K1$	0,001	<i>N.m.s.rad</i> <sup>-1</sup>
$J$	0,031	<i>kg.m</i> <sup>2</sup>

**Tabela 5.1** – Parâmetros do gerador de indução.

A tabela 5.2 mostra os parâmetros usados no conversor electrónico de potência e no filtro que faz a ligação com a rede.

Característica	Valor	Unidade
$C_{DC}$	10	mF
$L_{CLREDE}$	10	mH
$R_{CLREDE}$	100	$\Omega$

**Tabela 5.2** – Parâmetros do conversor electrónico de potência e filtro do lado da rede.

## 5.4 Resultados de Simulação

De forma a testar os algoritmos implementados foram realizadas diferentes simulações, nas quais foram aplicadas falhas às fases do estator e do rotor. De referir que no presente trabalho apenas foram simuladas falhas eléctricas, nomeadamente curto-circuitos nos enrolamentos do estator e barras quebradas no rotor.

As simulações descritas encontram-se divididas em três grupos que representa o normal funcionamento do GIDA sem falhas e com falhas no estator e no rotor da máquina.

As simulações conduzidas são apresentadas pela seguinte ordem:

Simulação 1 – Funcionamento sem falhas

Simulação 2 – Funcionamento com falhas no estator

Simulação 3 – Funcionamento com falhas no rotor

Inicialmente são apresentadas as simulações realizadas sem a presença de falhas. O segundo conjunto de simulações apresenta os resultados obtidos para os casos de falhas nos enrolamentos do estator. Por fim, são apresentados os resultados obtidos para os casos em que foram aplicadas falhas no rotor da máquina. Os resultados obtidos através da simulação dos dois algoritmos são mostrados de forma emparelhada com o objectivo de se comparar os resultados obtidos.

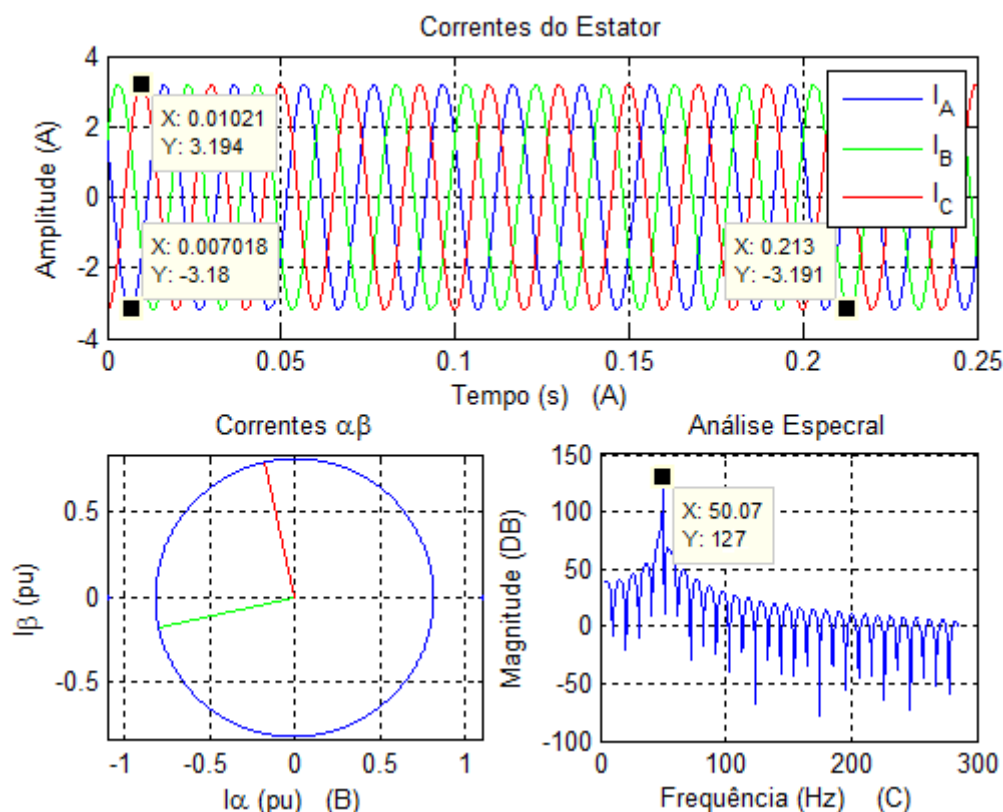
### 5.4.1 Simulação 1 – Funcionamento Sem Falhas

Na primeira simulação sem falhas, foram aplicados ao GIDA os dados apresentados na tabela 5.3. Esta simulação mostra o funcionamento do GIDA sem a presença de qualquer tipo de falha. Os valores de referência aplicados ao sistema de controlo foi -765 W para a potência activa e 1350 VAR para a potência reactiva.

Dados 1	
$T_c = -3$	N.m
$P_{ref} = -765$	W
$Q_{ref} = 1350$	VAr
$R_{e1} = R_{e2} = R_{e3} = 4,85$	$\Omega$
$R_{r1} = R_{r2} = R_{r3} = 3,805$	$\Omega$

Tabela 5.3 – Parâmetros de simulação: Dados 1.

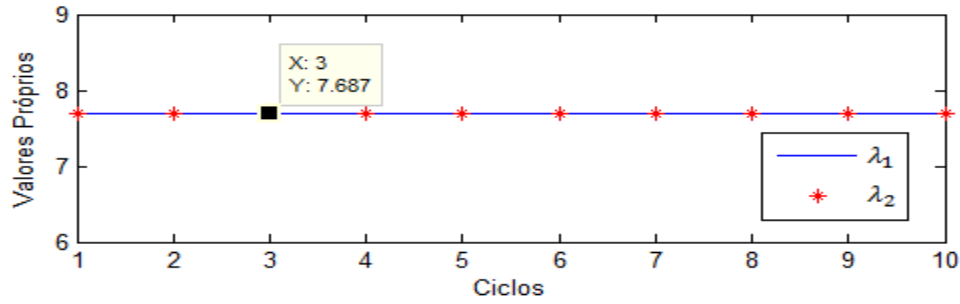
A figura 5.4 mostra os resultados obtidos para esta simulação. A figura 5.4 A) apresenta a evolução temporal das correntes do estator, figura 5.4 B) mostra o vector de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator. A figura 6.4 C) mostra a análise de frequência das correntes do estator.



**Figura 5.4** – (A) Evolução das correntes do estator para os dados 1. (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ . (C) Análise de frequência das correntes do estator.

Através de uma análise mais detalhada da figura 5.4, é possível observar que as correntes do estator são equilibradas (figura 5.4 A) e que o vector de transformação  $\alpha\beta$  (figura 5.4 B) tem a forma circular como esperado numa situação de ausência de falhas. Na figura 5.4 C) é mostrado o espectro de frequência das correntes, como se pode constatar apenas existe um pico de frequência, neste caso nos 50Hz.

A figura 5.5 apresenta a variação dos valores próprios durante a simulação, como se pode observar os valores próprios mantém-se iguais e constantes ao longo do tempo.



**Figura 5.5** – Variação dos valores próprios para os dados 1 (tabela 5.3).

Os valores próprios obtidos durante a simulação são os seguintes:

$$\lambda_{\max} = \lambda_{\min} = 7.687$$

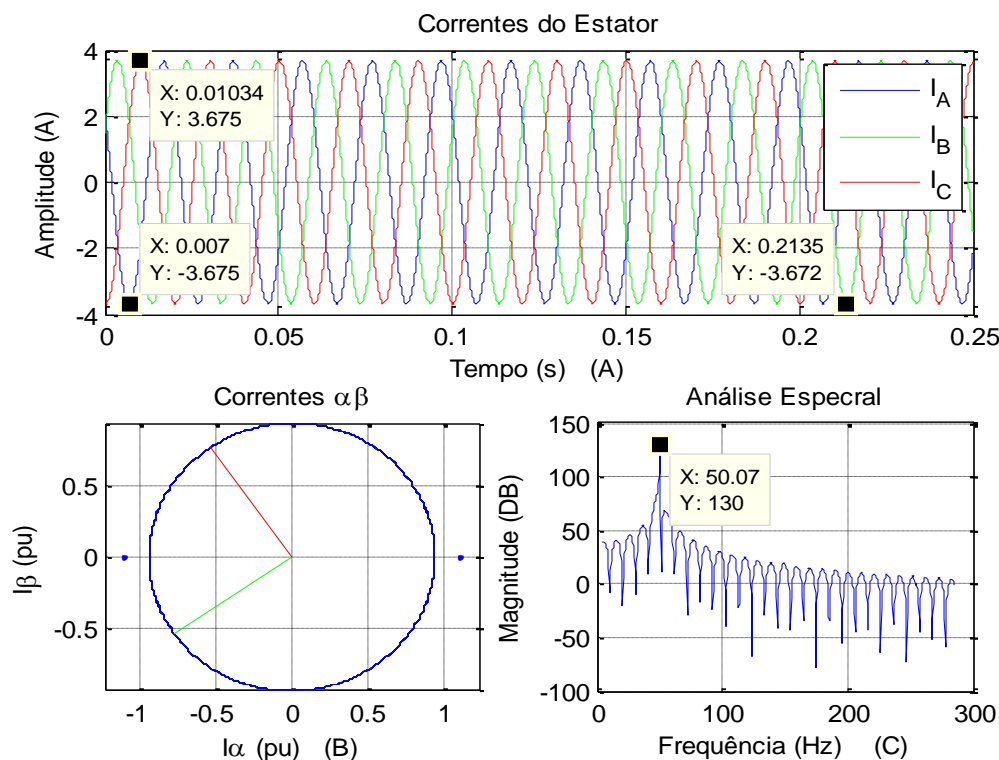
Então recorrendo equação 4.7 o factor de severidade é,

$$SF_e = 1 - \frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} = \left(1 - \frac{7.687}{7.687}\right) = 0$$

Na segunda simulação sem falhas aplicadas foram aplicados os dados 2 apresentados na tabela 5.4. Nesta simulação aplicou-se um valor de binário de carga de -4 N.m e os valores de referência para o sistema de controlo foi de -1050 W e 1400 VAr.

<b>Dados 2</b>	
$T_c = -4$	N.m
$P_{ref} = -1050$	W
$Q_{ref} = 1400$	VAr
$R_{e1} = R_{e2} = R_{e3} = 4,85$	$\Omega$
$R_{r1} = R_{r2} = R_{r3} = 3,805$	$\Omega$

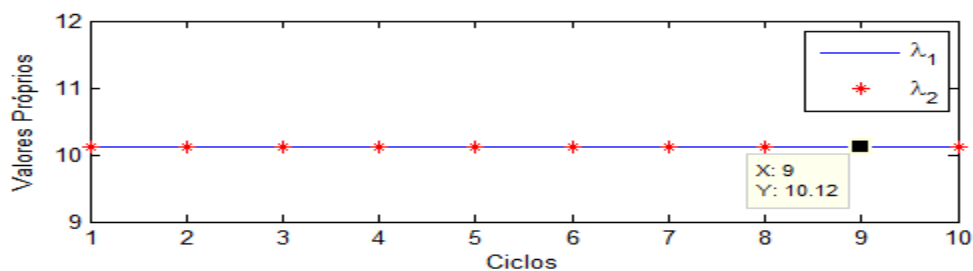
**Tabela 5.4** – Parâmetros de simulação: Dados 2.



**Figura 5.6** – (A) Evolução temporal das correntes do estator para os dados 2 (tabela 5.4). (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ . (C) Análise de frequência das correntes do estator.

A figura 5.6 mostra os resultados obtidos para a simulação sem falhas aplicadas com os parâmetros da tabela 5.4. Como se pode observar os resultados obtidos são idênticos à simulação anterior. Devido ao binário de carga aplicado ser superior ao anterior, existe um aumento no valor máximo das correntes do estator. O aumento do valor máximo das correntes também é visível na representação do vector de transformação  $\alpha\beta$  que mantém a forma circular mas o seu raio é superior.

Tal como na simulação anterior os valores próprios mantêm se iguais e constantes ao longo do tempo, apesar de apresentarem valores diferentes. Como  $\lambda_{\max} = \lambda_{\min} = 10.12$ , pela equação 4.7 o factor de severidade é igual 0.



**Figura 5.7** – Variação dos valores próprios para os dados 2.

### 5.4.2 Simulação 2 – Falhas no Estator

Nesta subsecção são apresentados os resultados obtidos nas simulações nas quais foram aplicadas falhas nos enrolamentos do estator. Quando existe a ocorrência de um curto - circuito num dos enrolamentos do estator, o seu valor resistivo diminui, então de forma a simular um curto - circuito foi necessário diminuir o valor da respectiva resistência. Nas simulações conduzidas foram aplicadas falhas nas três fases do estator e para cada fase foi aplicada dois valores diferentes para a resistência, obtendo assim dois factores de severidade.

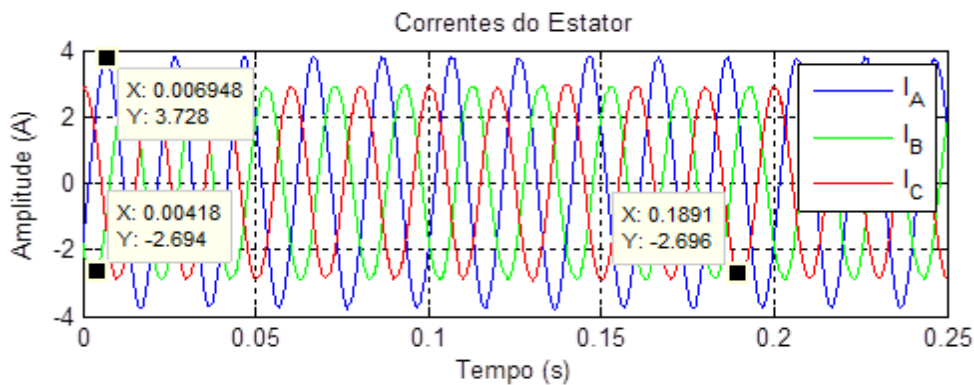
#### 5.4.2.1 Falha no Estator – Fase A

Os dados aplicados nesta simulação foram os dados da tabela 5.5, apenas foi alterado o valor da resistência da fase A.

Simulação 1 – Fase A		Simulação 2- Fase A	
$T_c = -3$	N.m	$T_c = -3$	N.m
$P_{ref} = -765$	W	$P_{ref} = -765$	W
$Q_{ref} = 1350$	VA	$Q_{ref} = 1350$	VA
$R_{e1} = 3$	$\Omega$	$R_{e1} = 0.5$	$\Omega$
$R_{e2} = R_{e3} = 4,85$	$\Omega$	$R_{e2} = R_{e3} = 4,85$	$\Omega$
$R_{r1} = R_{r2} = R_{r3} = 3,805$	$\Omega$	$R_{r1} = R_{r2} = R_{r3} = 3,805$	$\Omega$

**Tabela 5.5** – Dados de Simulação 1 e 2 com falha na fase A.

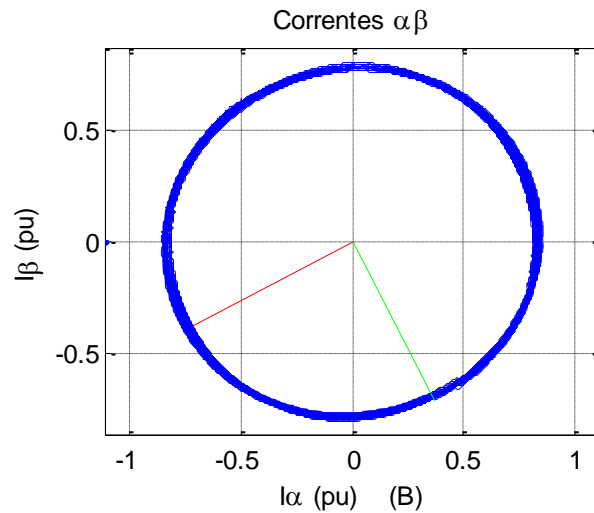
A figura 5.8 mostra a evolução temporal das correntes do estator para a primeira simulação, como se pode observar as correntes do estator estão desequilibradas, as correntes  $I_B$  e  $I_C$  têm um valor máximo semelhante, enquanto a corrente  $I_A$  apresenta um valor máximo bastante superior devido a falha existente. Se compararmos o valor das correntes com a simulação mostrada na figura 5.4 verifica-se que na corrente  $I_A$  o valor máximo aumenta e nas correntes  $I_B$  e  $I_C$  o valor máximo diminui.



**Figura 5.8** – Evolução temporal das correntes do estator para a simulação 1 (tabela 5.5).



A figura 5.9 mostra o vector de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator, como a falha aplicada apresenta um factor de severidade baixo a representação do vector  $\alpha\beta$  tende para um círculo.

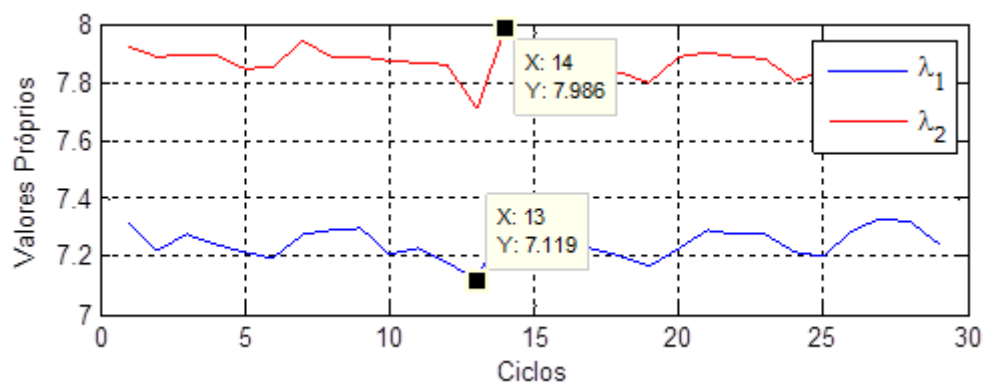


**Figura 5.9** – Vector de transformação  $\alpha\beta$  com falha na fase A.

Na figura 5.9 é possível ver os vectores próprios 1 e 2, verde e vermelho respectivamente, associados ao vector  $\alpha\beta$ . Pelos vectores próprios é possível determinar qual fase onde ocorreu a falha, neste caso o vector próprio é o seguinte,

$$V = \begin{bmatrix} 0.4807 & -0.8769 \\ -0.8769 & -0.4807 \end{bmatrix}$$

A figura 5.10 apresenta a variação dos valores próprios durante a simulação, como seria esperado numa situação de falha no estator os valores próprios são diferentes.



**Figura 5.10** – Variação dos valores próprios com falha na fase A.

Os valores próprios obtidos durante a simulação 2.1 são os seguintes:

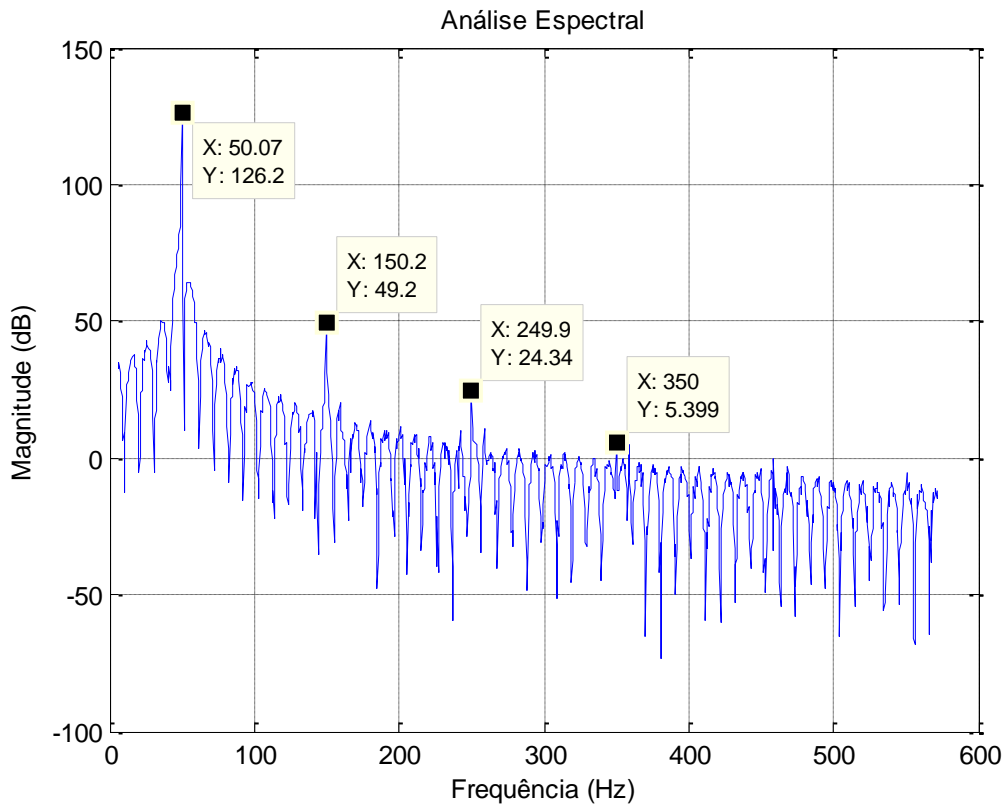
$$\lambda_{\max} = 7.986 \quad \lambda_{\min} = 7.119$$

Então recorrendo equação 5.27 o factor de severidade é dado por:

$$SF_e = 1 - \frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} = \left(1 - \frac{7.119}{7.986}\right) * 100 = 10.8\%$$

Através da análise espectral é possível detectar também a falha simulada. No entanto como referido uma das vantagens do uso da FFT em sistemas de detecção e diagnóstico de falhas é o facto de permitir o diagnóstico do tipo de falha ocorrida.

Pela análise da figura 5.11, verifica-se a existência de diversos picos de frequência no espectro da corrente  $I_A$  do estator, indicando assim a existência de uma falha.



**Figura 5.11** – Análise Espectral das correntes do estator com falha na fase A.

Aplicando a equação 4.11, é possível identificar as componentes de frequência associadas a falha aplicada.

$$f_{\text{est}} = f_s * \left[ \frac{m}{p} (1 - s) \mp k \right]$$

Como a velocidade de sincronismo do gerador é 3000 rpm, e a velocidade mecânica do gerador durante a simulação é de 3065 rpm.

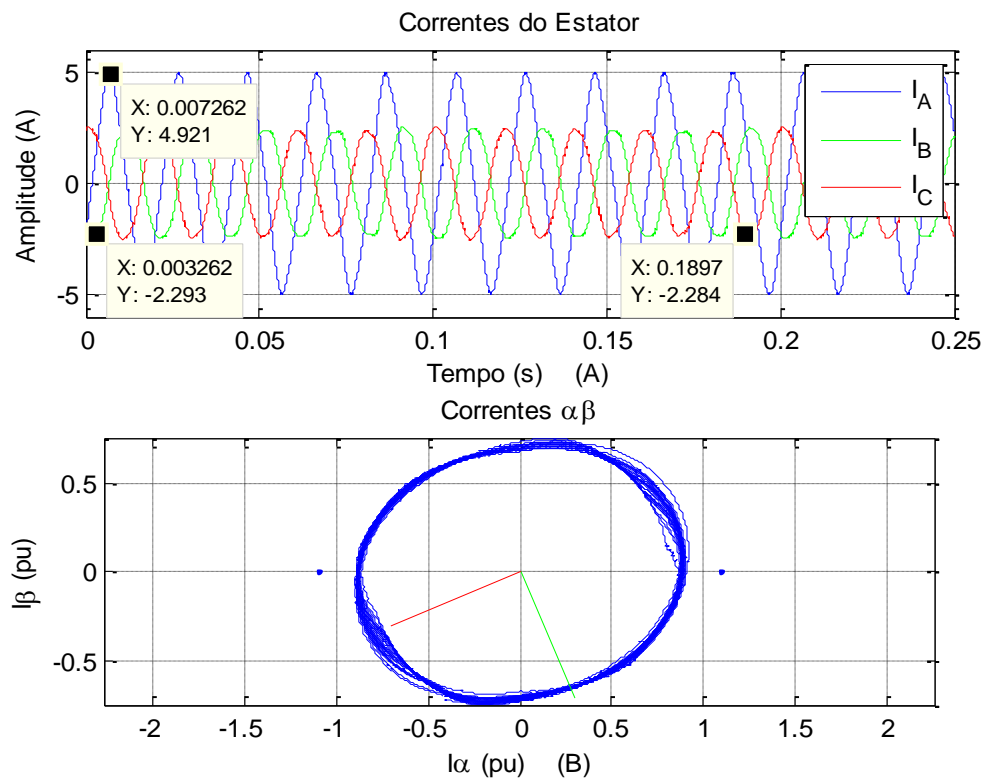
Então o escorregamento  $s$  pode ser calculado pela equação 3.2:

$$s = \frac{3000 - 3065}{3000} = -0.02$$

Então para  $m = 2$  e  $k = 1,3,5$  as frequências associadas a falha são: 152Hz, 252Hz e 352Hz, aproximadamente os valores obtidos graficamente.

Na segunda simulação foram aplicados os mesmos dados, com a diferença no valor da resistência da fase A que apresenta um valor menor,  $0.5\Omega$ , logo a gravidade da falha será maior.

Como se pode observar na figura 5.12, as correntes do estator apresentam um comportamento semelhante à simulação mostrada na figura 5.6, porém o valor máximo de amplitude da corrente  $I_A$  é superior e mais distante do valor máximo de  $I_B$  e  $I_C$ . Neste caso o vector de transformação  $\alpha\beta$  deixa de ter a forma de um círculo, apresentado o formato de uma elipse.



**Figura 5.12** – (A) Evolução temporal das correntes do estator com falha na fase A. (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ .

Os vectores próprios obtidos são:

$$V = \begin{bmatrix} 0.3945 & -0.9189 \\ -0.9189 & -0.3945 \end{bmatrix}$$

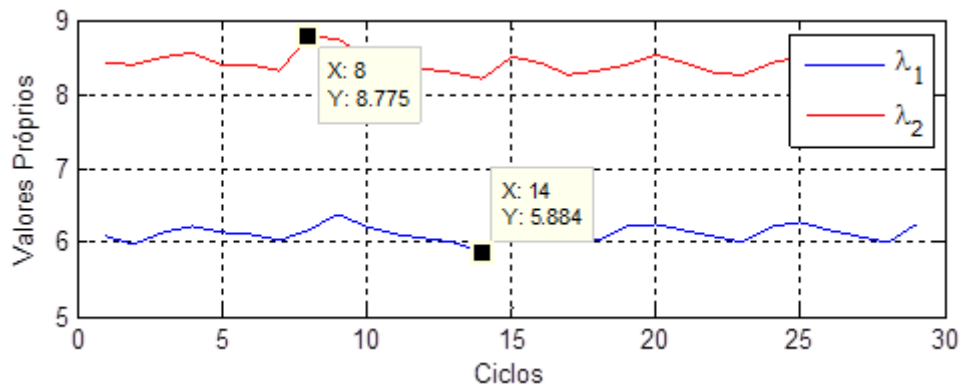
A figura 5.13 mostra os valores próprios obtidos, como a falha apresenta um factor de severidade maior os valores próprios são mais distantes, se comparados com os valores obtidos na simulação anterior.

Os valores próprios obtidos durante a simulação são os seguintes:

$$\lambda_{\max} = 8.775 \quad \lambda_{\min} = 5.884$$

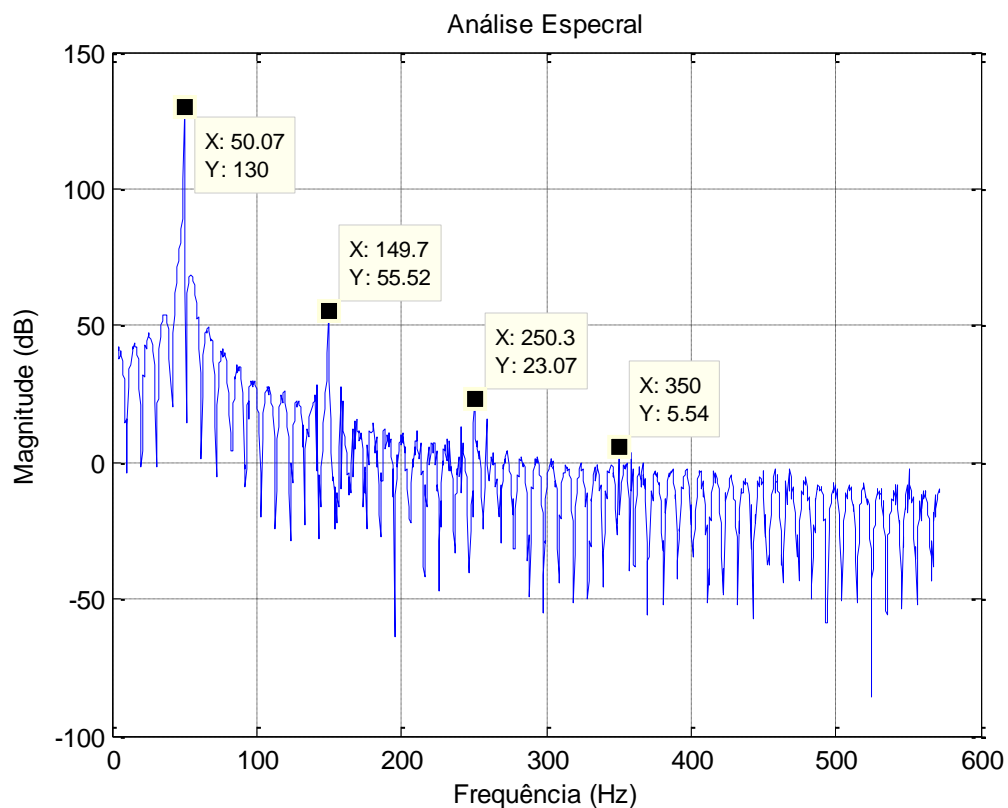
O factor de severidade é,

$$SF_e = 1 - \frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} = \left(1 - \frac{5.884}{8.775}\right) * 100 = 33\%$$



**Figura 5.13** – Variação dos valores próprios com falha na fase A.

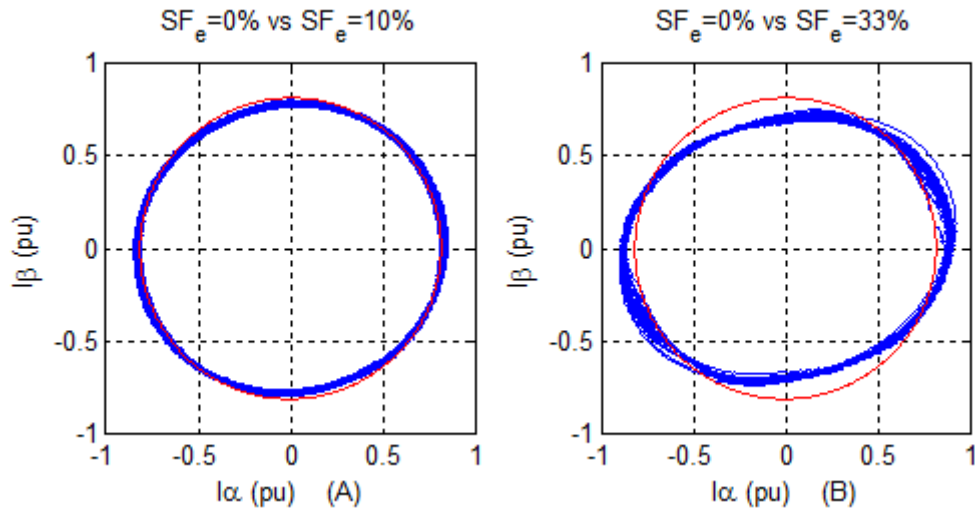
A figura 5.14 apresenta o espectro de frequência da corrente do estator. Como se pode constatar existem as mesmas componentes de frequências obtidas na simulação anterior, contudo, a sua magnitude é superior.



**Figura 5.14** – Espectro de Correntes para a simulação 2.2.

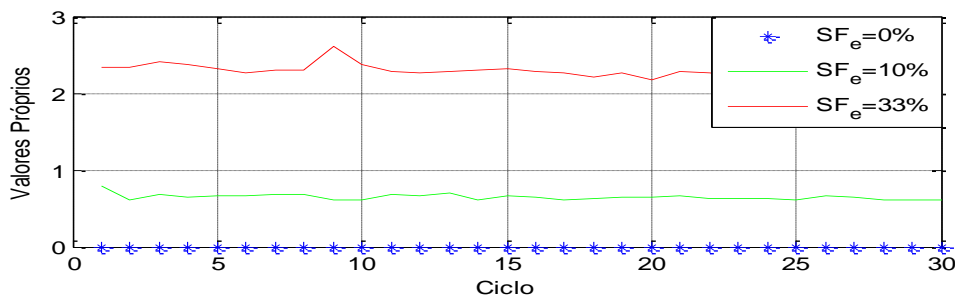
Como a velocidade mecânica do rotor é igual, as componentes de frequência associadas a falhas aparecem igualmente às frequências: 152Hz, 252Hz e 352Hz.

Quando comparados os resultados obtidos, verifica-se que os resultados produzidos são idênticos. Então pela figura 5.15 é possível verificar de que forma o vector de correntes  $\alpha\beta$  varia com as falhas aplicadas. Na figura 5.15 A) mostra o vector  $\alpha\beta$  (cor azul) para a falha aplicada com um factor de 10.8% e o vector  $\alpha\beta$  (cor vermelha) sem falha aplicada, como a falha aplicada apresenta um de factor de severidade baixo a forma do vector  $\alpha\beta$  tende para um círculo em vez de assumir o formato de uma elipse. Na figura 5.15 B) é bem visível a diferença entre o vector de correntes  $\alpha\beta$ , neste caso como a gravidade da falha é superior o vector  $\alpha\beta$  assume cada vez mais o formato de uma elipse.



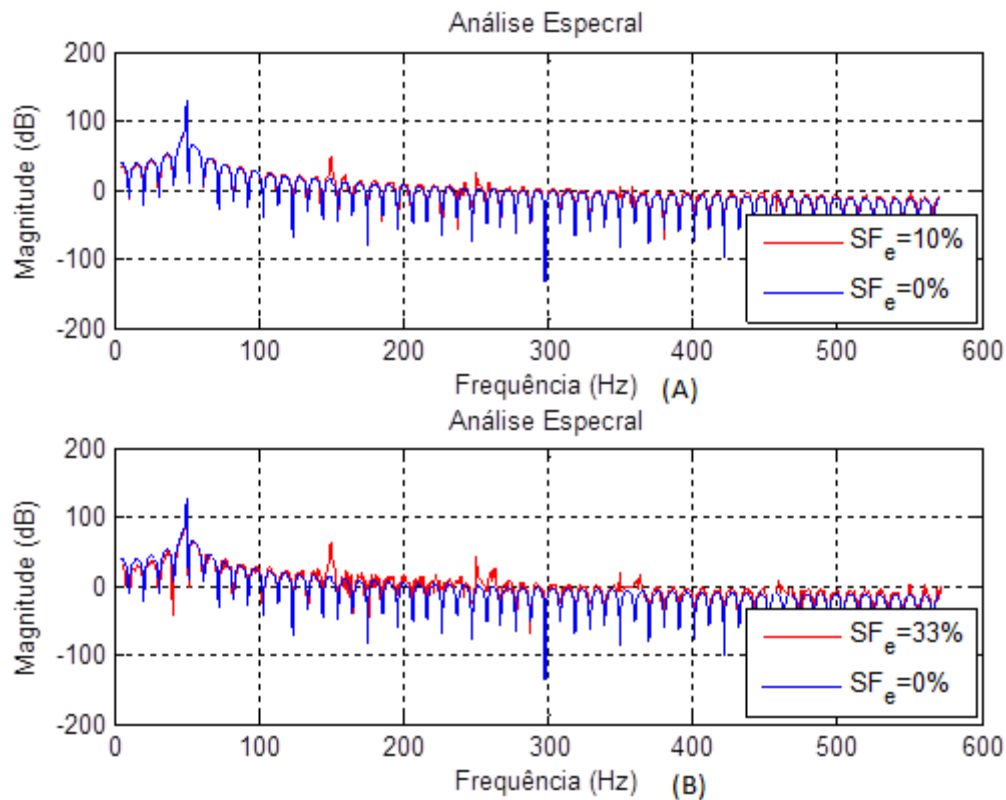
**Figura 5.15** – Comparação entre os vectores  $\alpha\beta$  da simulação sem falha e com falha na fase A. A) Correntes  $\alpha\beta$  com factor de severidade 0% e 10%. B) Correntes  $\alpha\beta$  com factor de severidade 0% e 33%.

A figura 5.16 mostra a variação dos valores próprios para ambos os factores de severidade e no caso de ausência de falhas. Como referido na secção 4.2.2, para falhas no estator da máquina os valores próprios são diferentes mas a constantes ao longo do tempo. Como é possível observar nos três casos apresentados a diferença entre os valores próprios é constante ao longo do tempo, contudo apresentam amplitudes diferentes devido às falhas aplicadas, ou seja, quanto maior for a gravidade da falha maior será a diferença entre os valores próprios.



**Figura 5.16** – Diferença entre os valores próprios para ambas as falhas aplicadas e sem falhas.

A figura 5.17 mostra as diferenças entre os espectros de corrente nos casos de ausência de falha e com falha aplicada. Para ambas as falhas simuladas verifica-se que os espectros são semelhantes, contudo observa-se a presença dos picos de frequência aproximadamente nos 150Hz, 250Hz e 350Hz para ambas as falhas simuladas independentemente da severidade da falha.

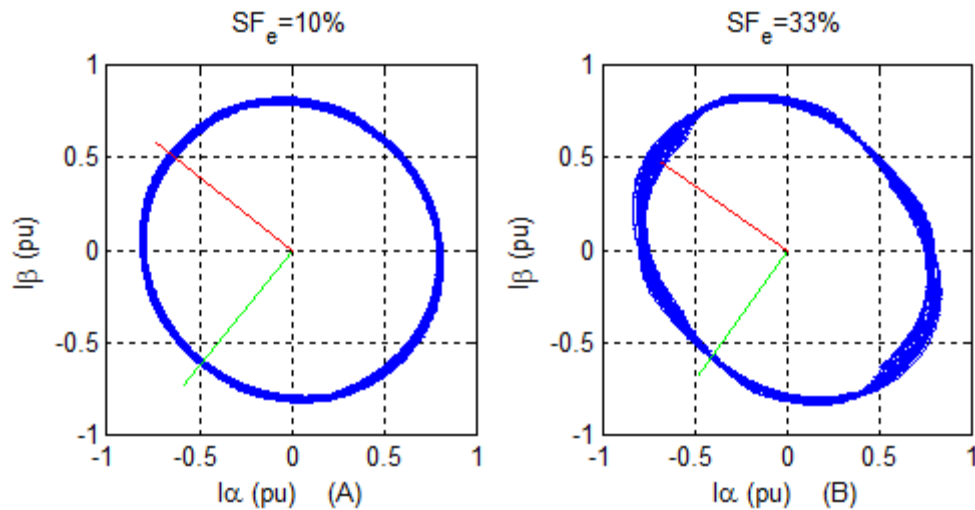


**Figura 5.17** – Comparação entre os espectros de corrente da simulação sem falhas e com falhas para a fase A. A) Espectro de correntes com factor de severidade 0% e 10%. B) Espectro de correntes com factor de severidade 0% e 33%.

#### 5.4.2.2 Falha no Estator – Fase B

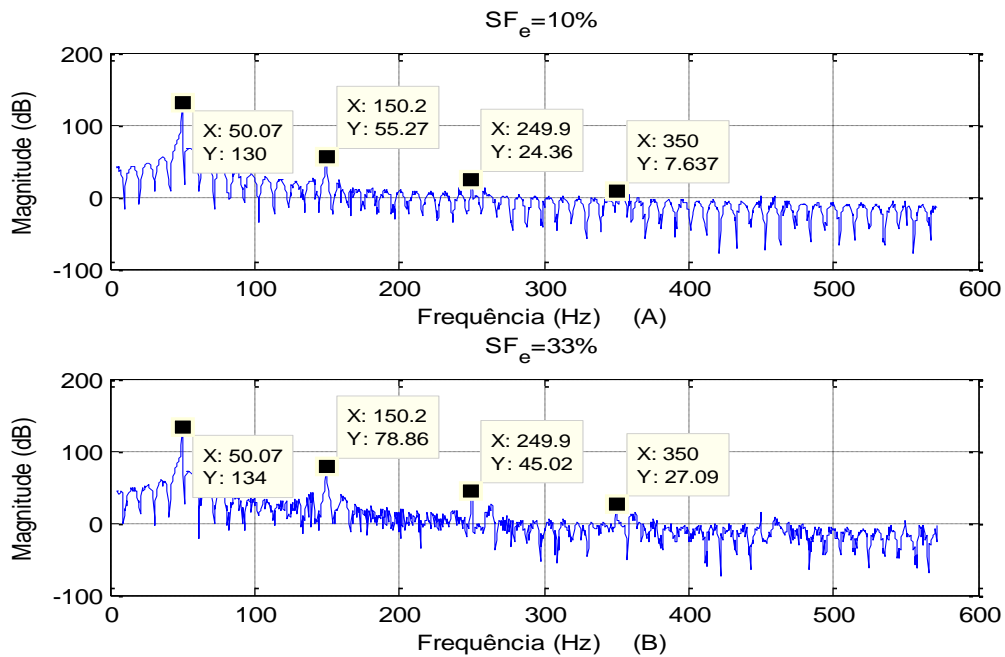
O mesmo processo foi aplicado à fase B do estator e verificou-se que os resultados obtidos são de todo idênticos com os resultados anteriores. Pelo que apenas são apresentados de forma sucinta os resultados obtidos. Os parâmetros usados nas seguintes simulações são os dados presentes nas tabelas 5.3 e 5.4, em que a única diferença reside no valor das resistências dos enrolamentos do estator, neste caso formam realizadas duas simulações com  $R_{e2}=3\Omega$  e com  $R_{e2}=0.5\Omega$ .

A figura 5.18 mostra o vector de correntes  $\alpha\beta$  para ambas as falhas simuladas. Como se pode observar para a falha com um factor de severidade de 10% a forma do vector tende para um círculo e na falha com severidade de 33% a forma do vector assume uma elipse, o mesmo comportamento verificou-se para as falhas aplicadas na fase A. Contudo a direcção da elipse e os vectores próprios são diferentes.



**Figura 5.18** – Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para os dados 1 com falha na fase B. A) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 33%.

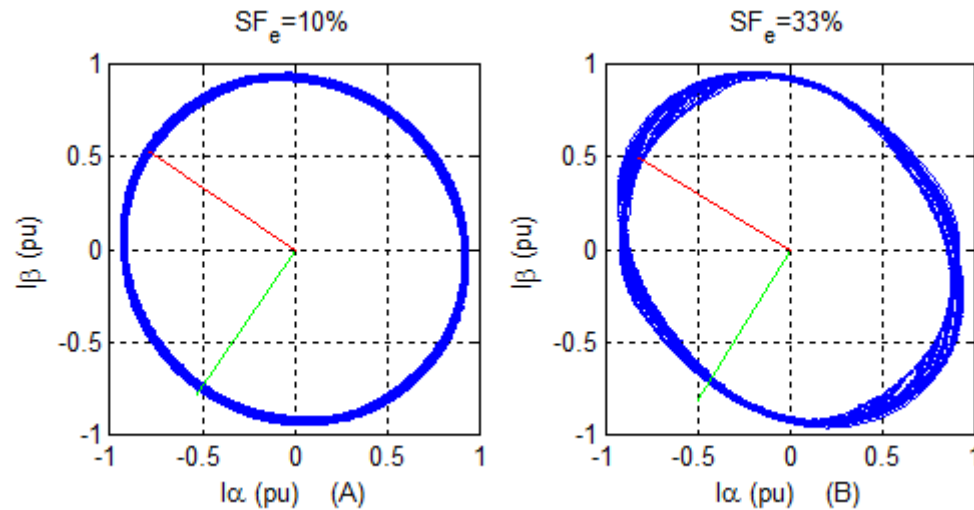
Os resultados obtidos através da análise espectral das correntes são semelhantes os espectros obtidos anteriormente. A figura 5.19 mostra os espectros obtidos, é possível observar os picos nas frequências de 150Hz, 250Hz, 350Hz.



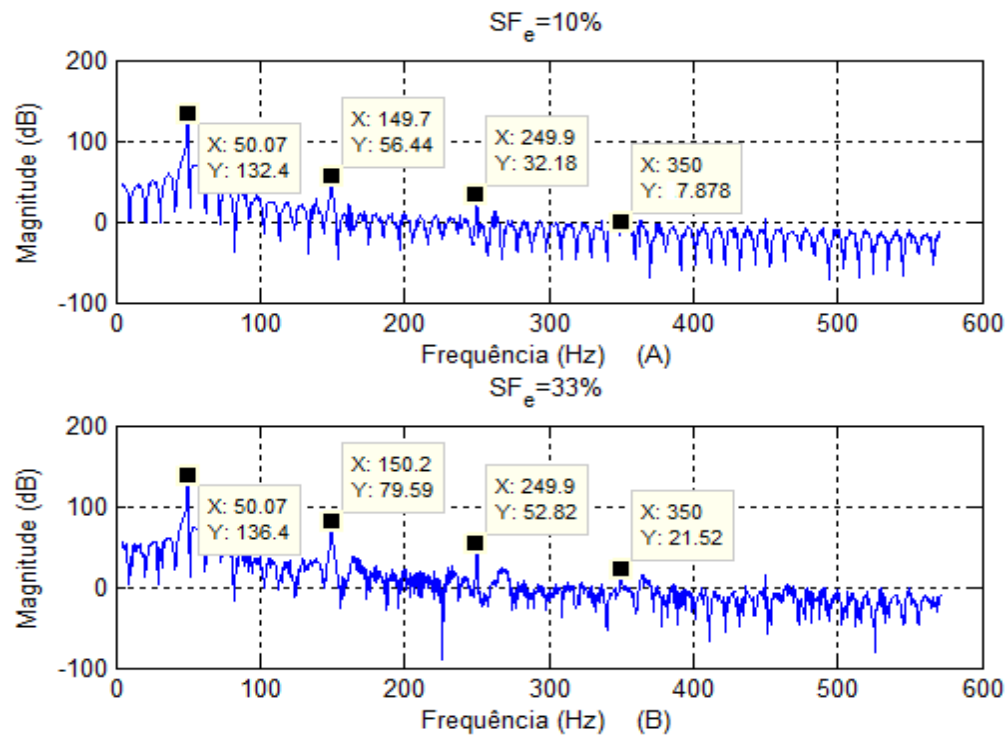
**Figura 5.19** – Análise espectral para os dados 1 com falha na fase B. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%.



Esta subsecção apresenta também os resultados obtidos nas simulações efectuadas com os dados da tabela 5.4. A figura 5.20 mostra os vectores de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator. Como se pode observar o padrão obtido é semelhante aos resultados obtidos anteriormente.



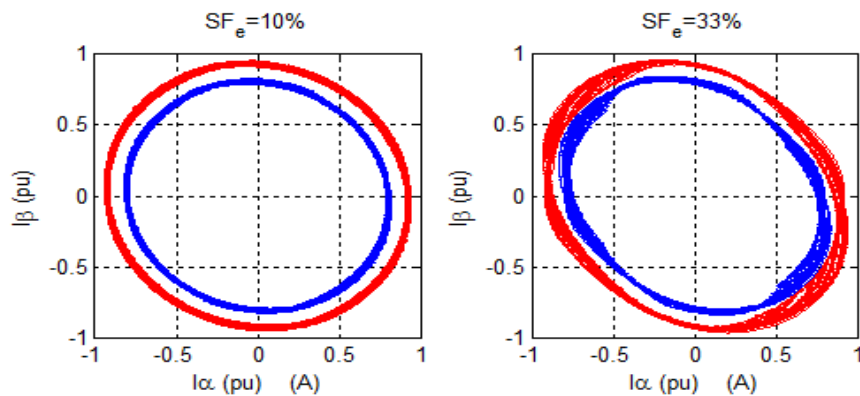
**Figura 5.20** – Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para o conjunto de dados da tabela 5.4 com falha na fase B. A) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 33%.



**Figura 5.21** – Análise espectral para os dados 2 com falha na fase B. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%.

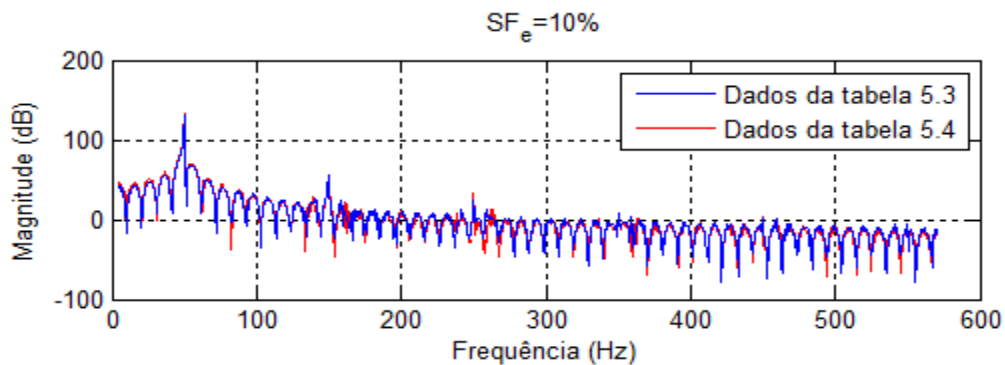
De forma idêntica a análise espectral das correntes do estator obtidas quando aplicados o conjunto de dados da tabela 5.4, produz resultados semelhantes como se pode observar na figura 5.21. Neste caso em particular a magnitude dos espectros obtidos é superior devido ao aumento de amplitude das correntes. As novas componentes de frequência associadas à falha aplicada aparecem aproximadamente nas frequências 150 Hz, 250 Hz, 350Hz.

Comparando os resultados obtidos para os dados das tabelas 5.3 e 5.4, verifica-se que são idênticos. Na figura 5.22 são mostradas as diferenças existentes no padrão que os vectores de transformação  $\alpha\beta$  assumem para ambas as falhas aplicadas na fase B, com os dados das tabelas 5.3 e 5.4 cor azul e vermelha respectivamente na figura. A principal diferença visível está relacionada com a amplitude dos vectores  $\alpha\beta$ , ou seja, os vectores obtidos através das simulações com os dados da tabela 5.4 apresentam uma amplitude superior devido ao aumento da corrente.

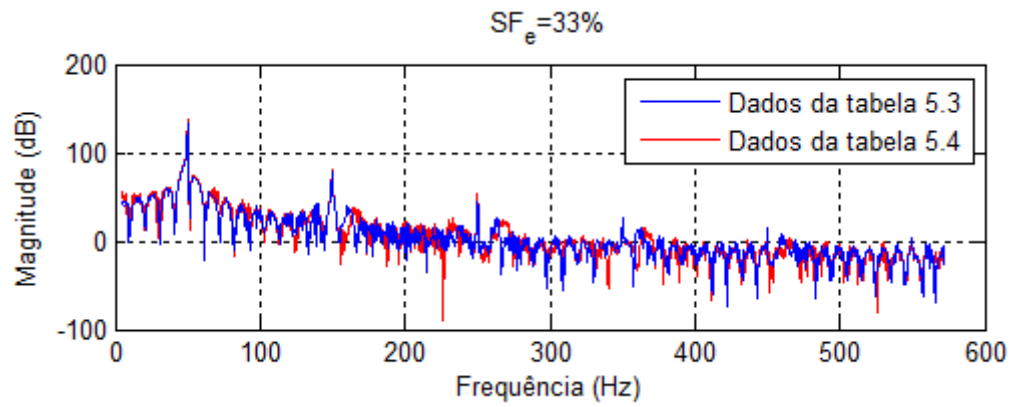


**Figura 5.22** – Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para os dados das tabelas 5.3 (cor azul) e 5.4 (cor vermelha) com falha na fase B. A) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 33%.

O mesmo comportamento também é visível nos espectros das correntes. As figuras 5.23 e 5.24 mostram os espectros de correntes em ambos os casos os espectros são idênticos, praticamente se sobrepõem para ambas as falhas aplicadas.



**Figura 5.23** – Análise espectral para os dados da tabela 5.3 e 5.4 com falha na fase B com factor de severidade de 10%.

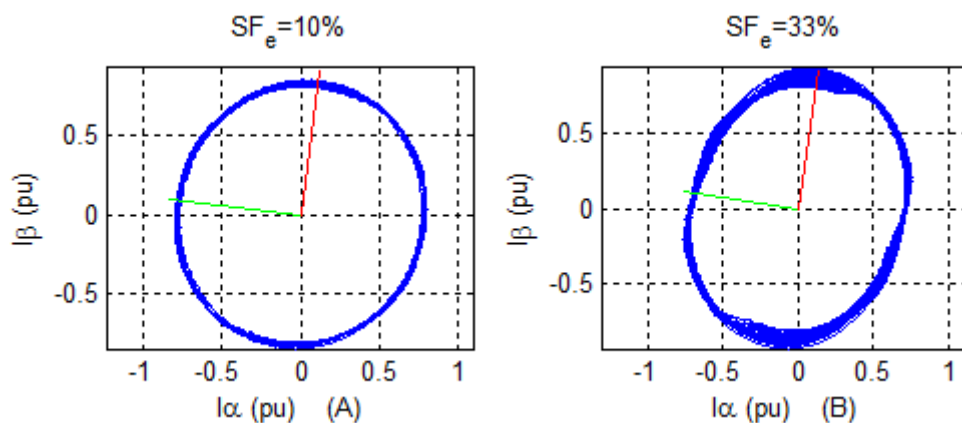


**Figura 5.24** – Análise espectral para os dados da tabela 5.3 e 5.4 com falha na fase B com factor de severidade de 33%.

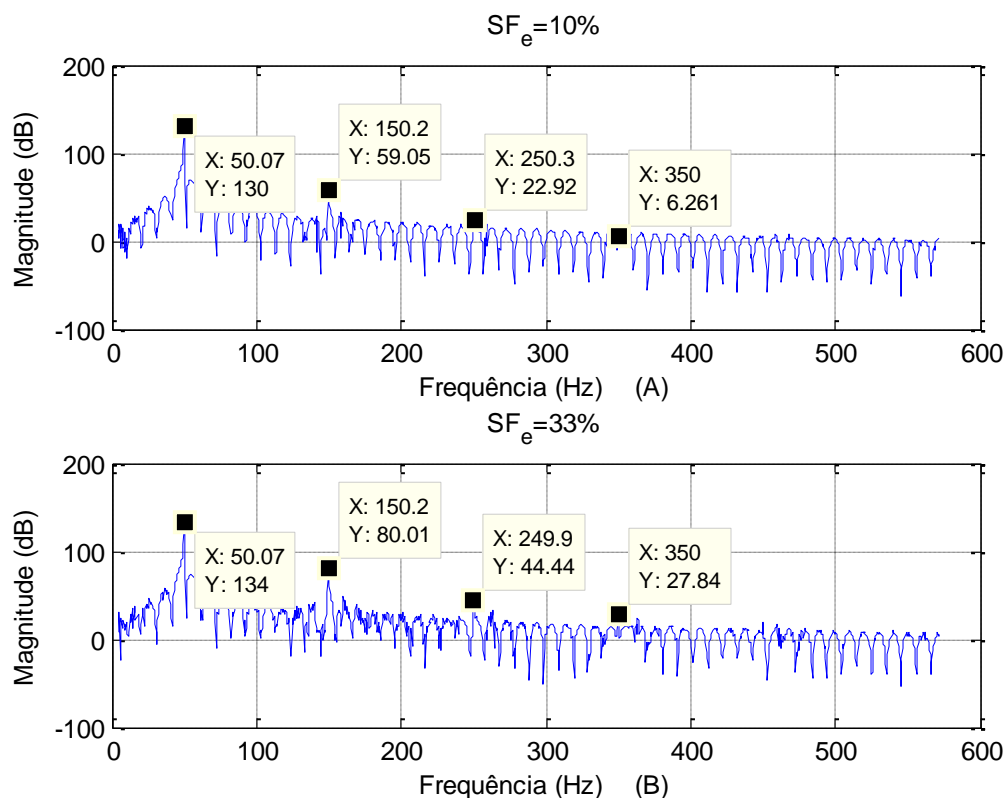
### 5.4.2.3 Falha no Estator – Fase C

Nesta subsecção são apresentadas as simulações com falhas aplicadas na fase C, para tal utilizou-se os dados da tabela 5.3 e com  $R_{e3}=3\Omega$  e  $R_{e3}=0.5\Omega$ . Como os resultados obtidos são idênticos, são mostrados de forma a serem comparados com as simulações para as restantes fases.

Como se pode observar pela figura 5.25 e 5.26 os resultados obtidos são semelhantes. O padrão do vector  $\alpha\beta$  apresenta a forma de uma elipse tal como nas fases anteriores, no entanto a sua direcção é diferente. Pelos espectros de corrente mostrados na figura 5.26, verifica-se novamente o aparecimento de novas componentes de frequências

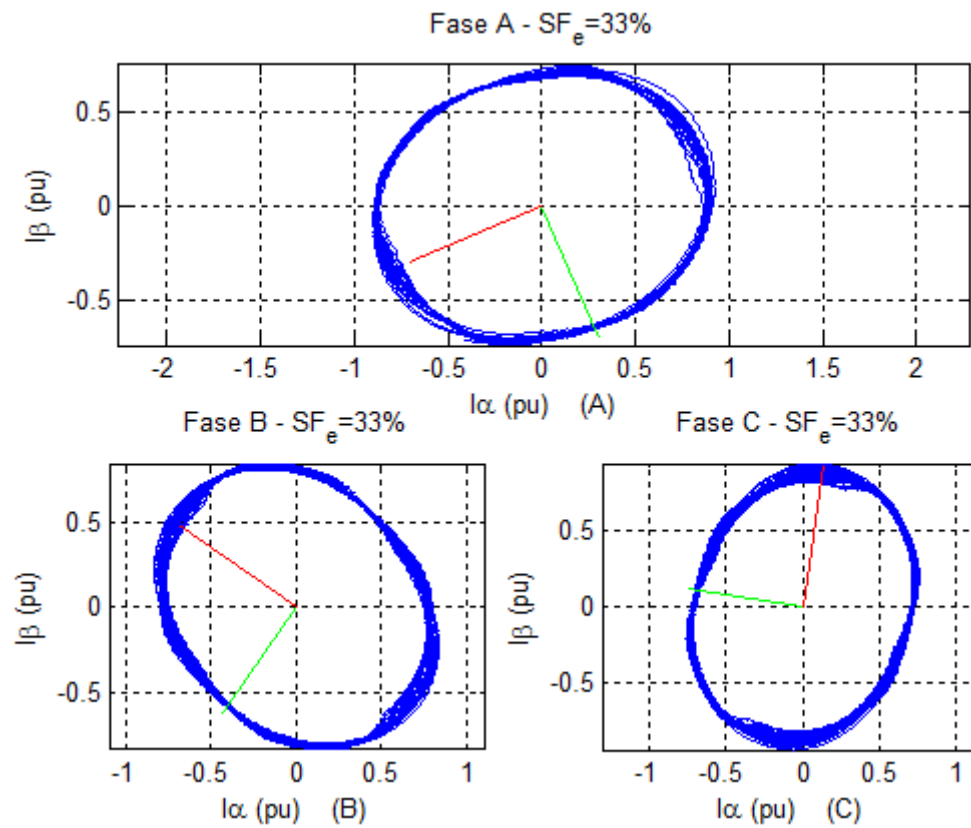


**Figura 5.25** – Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para os dados da tabela 5.3 com falha na fase C. A) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 10%. B) Vector de Transformação  $\alpha\beta$  para falha com factor de severidade de 33%.



**Figura 5.26** – Análise espectral para os dados 1 com falha aplicada na fase C. A) Espectro das correntes no com factor de severidade de 10%. B) Espectro das correntes no com factor de severidade de 33%.

Como referido na subsecção 4.2.2, a elipse resultante da representação gráfica do vector  $\alpha\beta$  das correntes tem uma direcção diferente consoante a fase onde a falha ocorre. Pela figura 5.27 observa-se esse acontecimento, ou seja, constata-se que apesar de semelhantes as elipse associada a cada fase têm direcções diferentes. A elipse para a fase A tem a direcção horizontal, as elipses associadas à fase B e C encontram-se inclinadas para o lado esquerdo e para o lado direito, respectivamente.



**Figura 5.27** – Vector de Transformação  $\alpha\beta$  com factor de severidade de 33%. A) Fase A. B) Fase B. C) Fase C.

A tabela 5.6 mostra a variação dos vectores próprios obtidos nas simulações realizadas para as três fases com os dados presentes na tabela 5.3. Verifica-se também que independentemente do factor de severidade da falha, os vectores próprios apresentam o mesmo padrão para cada fase.

Vectores Próprios – Dados da Tabela 5.3

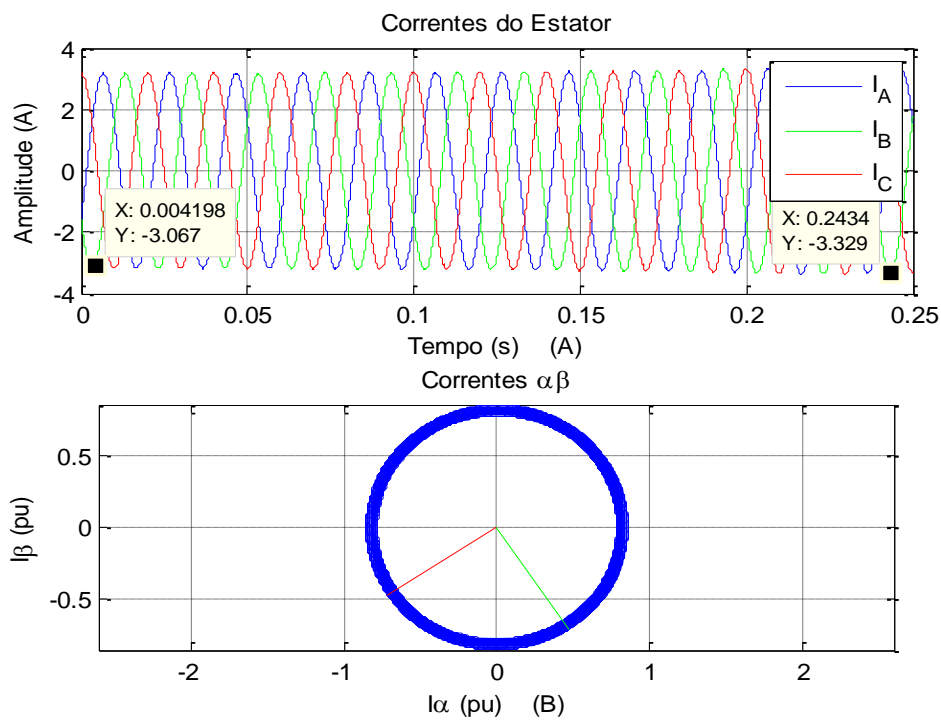
	Fase A	Fase B	Fase C
$SF_e=10\%$	$V = \begin{bmatrix} 0.4631 & -0.8863 \\ -0.8863 & -0.4631 \end{bmatrix}$	$V = \begin{bmatrix} -0.6233 & -0.7820 \\ -0.7820 & 0.6233 \end{bmatrix}$	$V = \begin{bmatrix} -0.9924 & 0.1229 \\ 0.1229 & 0.9924 \end{bmatrix}$
$SF_e=33\%$	$V = \begin{bmatrix} 0.3945 & -0.9189 \\ -0.9189 & -0.3945 \end{bmatrix}$	$V = \begin{bmatrix} -0.5737 & -0.8190 \\ -0.8190 & 0.5737 \end{bmatrix}$	$V = \begin{bmatrix} -0.9891 & 0.1474 \\ 0.1474 & 0.9891 \end{bmatrix}$

**Tabela 5.6** – Vectores Próprios para falhas no estator.

### 5.4.3 Simulação 3 - Falhas no rotor

Para simular falhas no rotor procedeu-se do mesmo modo, diminui-se o valor da resistência do rotor de forma a simular barras do rotor quebradas. Nas simulações realizadas utilizou-se os dados presentes nas tabelas 5.3 e 5.4, para ambos os conjuntos de dados foram realizadas duas simulações onde se manteve o valor das resistências dos enrolamentos do estator e alterou-se o valor das resistências do enrolamento da fase B do rotor,  $R_{r2}=3\ \Omega$  e  $R_{r2}=2\ \Omega$ .

A figura 5.28 A) e 5.29 A) mostra a evolução temporal das correntes do estator na presença de uma falha no rotor, observar-se que devido a falha a amplitude máxima das correntes do estator varia ao longo do tempo. Como se constata pelas figuras 5.28 B) e 5.29B) o vector  $\alpha\beta$  não perde a forma circular apesar da existência da falha, no entanto se verifica-se que tem uma forma de anelar.



**Figura 5.28** – A) Evolução temporal das correntes do estator com falhas no rotor com  $SF_r=13\%$ . (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ .

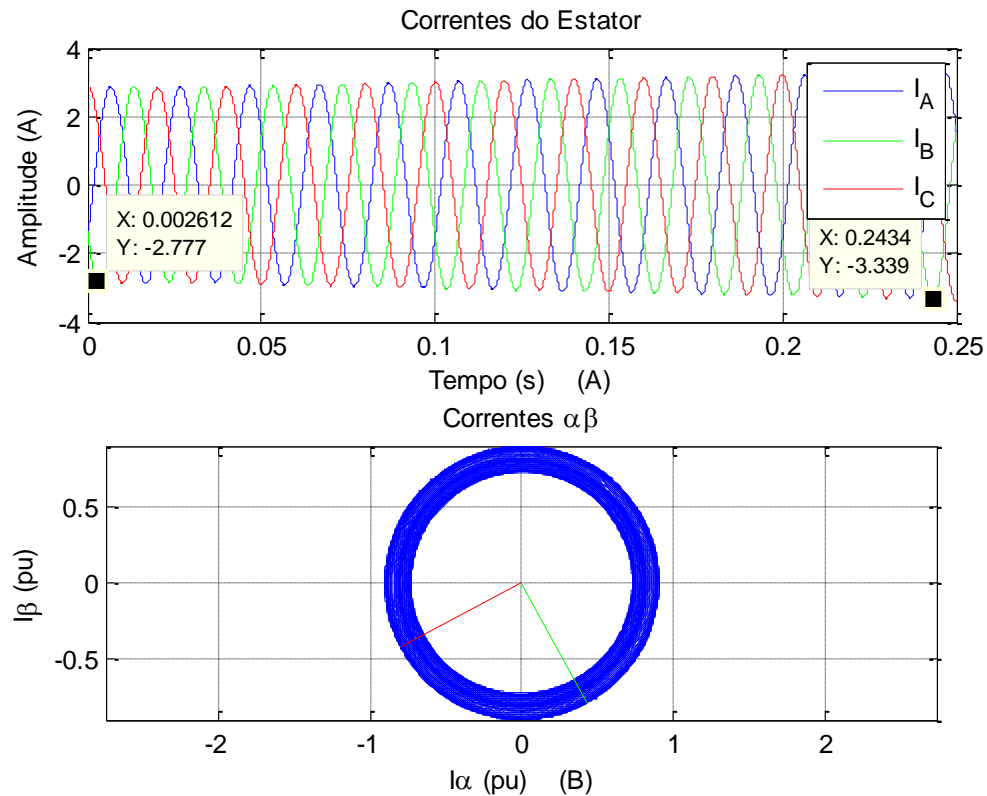


Figura 5.29 – A) Evolução temporal das correntes do estator com falhas no rotor com  $SF_r=34\%$ . (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ .

Apesar do vector  $\alpha\beta$  em ambos os casos apresenta uma forma circular, é possível detectar a falha no rotor através da variação dos valores próprios. Numa situação de falha no rotor os valores próprios  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  são iguais mas variam ao longo do tempo como se pode ver na figura 5.30.

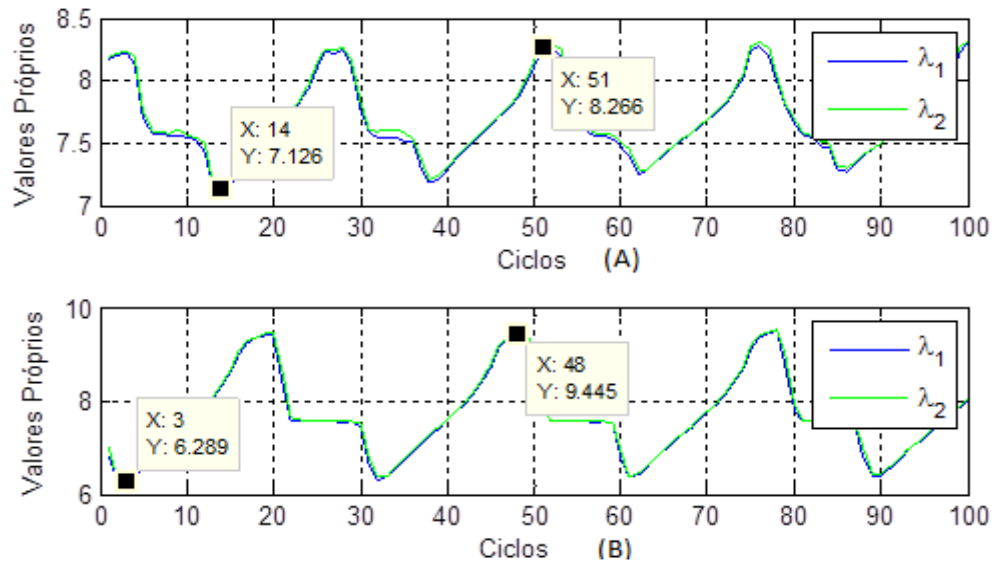
Então recorrendo equação 4.12 o factor de severidade pode ser dado pela seguinte expressão,

$$SF_r = 1 - \frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}}$$

Então:

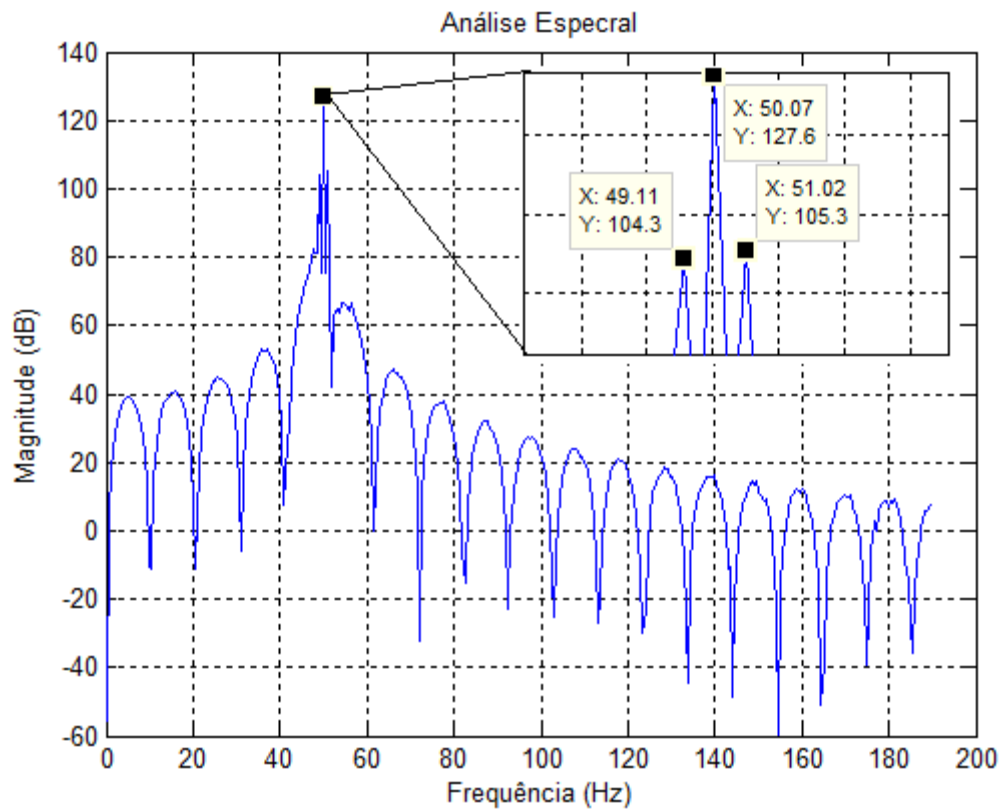
$$SF_{r1} = \left(1 - \frac{7.126}{8.266}\right) * 100 = 13\%$$

$$SF_{r2} = \left(1 - \frac{6.289}{9.445}\right) * 100 = 34\%$$



**Figura 5.30** – Variação dos valores próprios para falhas no rotor. A) Fase B -  $SF_r = 13\%$ . (B) Fase B -  $SF_r = 34\%$ .

Através da análise espectral das correntes do estator é possível detectar a presença da falha aplicada. A figura 5.31 mostra o espectro de corrente do estator para o factor de severidade de 13%



**Figura 5.31** – Análise Espectral com falhas no rotor com -  $SF_r = 13\%$ .



Na figura 5.30 é possível observar que as componentes de frequência associadas a falha aplicada são próximas do valor da frequência de alimentação, isto acontece devido a velocidade ser próxima da velocidade de sincronismo, ou seja, o escorregamento verificado é próximo de zero.

Como a velocidade mecânica do gerador é de 3065 rpm e a velocidade de sincronismo é de 3000 rpm, logo pela equação 3.1 o escorregamento é -0.02.

$$s = \frac{3000 - 3065}{3000} = -0.02$$

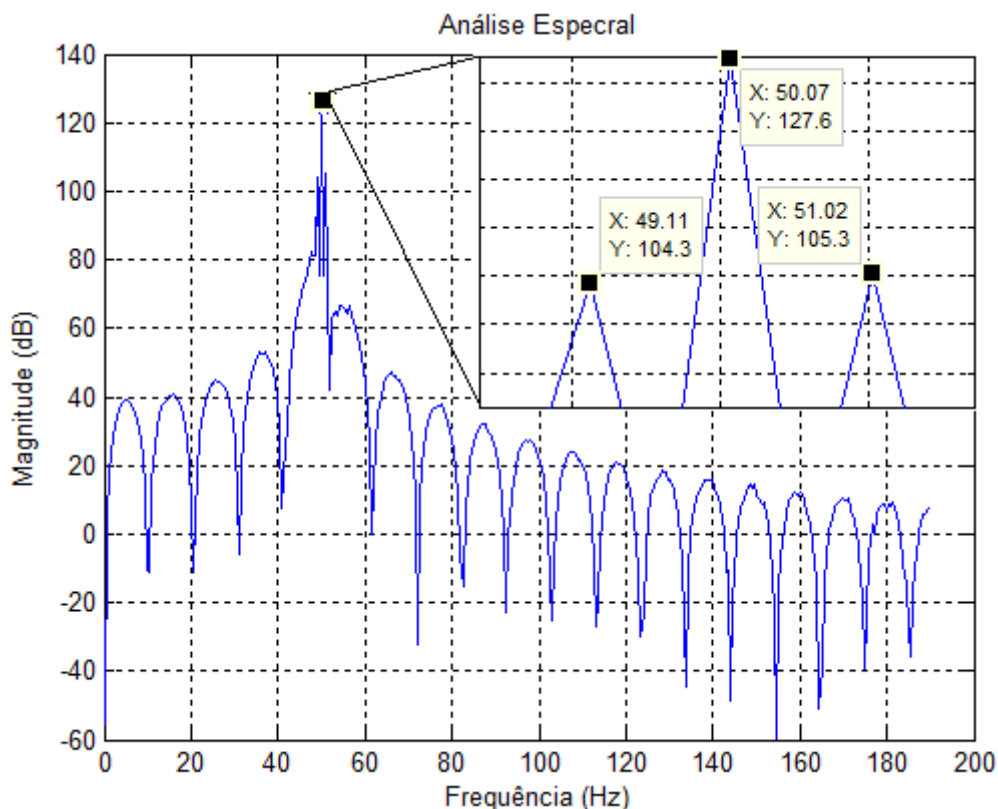
Então pela equação 5.35 as componentes de frequência associadas à falha aplicada são:

$$f_r = f(1 \pm s)$$

$$f_{r1} = 50 * (1 + (-0.02)) = 49 \text{ Hz}$$

$$f_{r2} = 50 * (1 - (-0.02)) = 51 \text{ Hz}$$

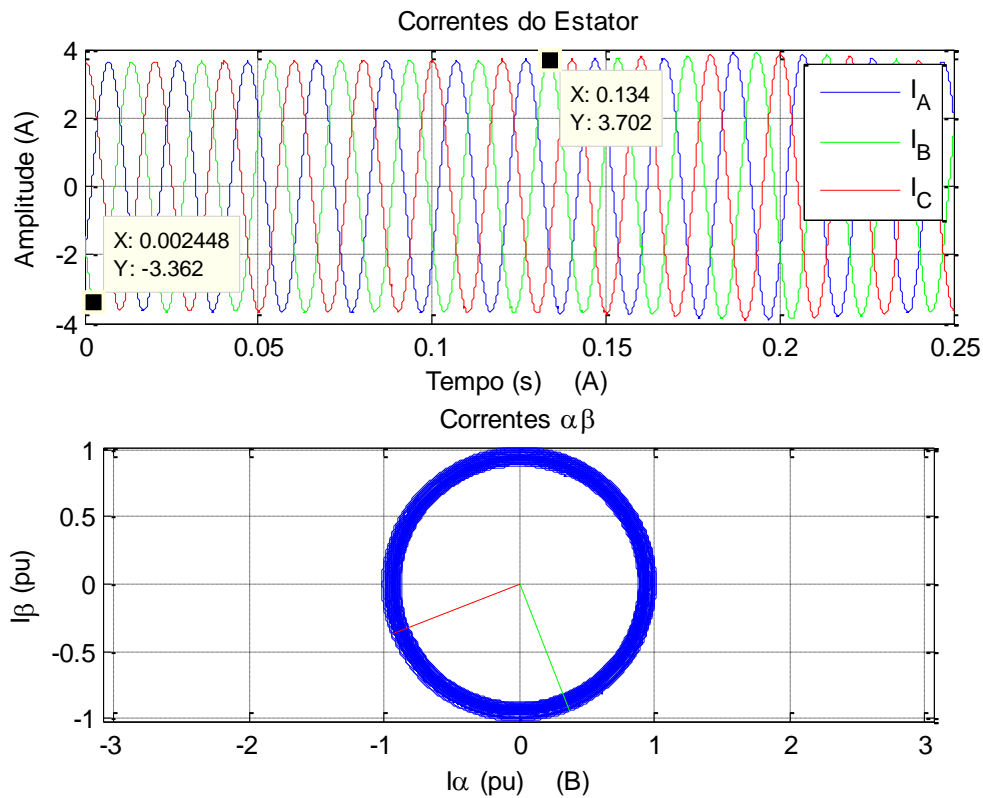
A figura 5.32 mostra os espectros das correntes para a falha com um factor de severidade de 34%, como se constata os resultados são idênticos, as componentes de frequência associadas à falha encontram-se igualmente localizadas nas frequências 49Hz e 51Hz.



**Figura 5.32** – Análise Espectral com falhas no rotor com  $SF_r = 33\%$ .

Os resultados obtidos através das simulações com o conjunto de dados mostrado na tabela 5.4 e com  $R_{r2}=3\Omega$  e  $R_{r2}=2\Omega$ , são idênticos aos resultados anteriores, como se pode constatar pelas seguintes figuras.

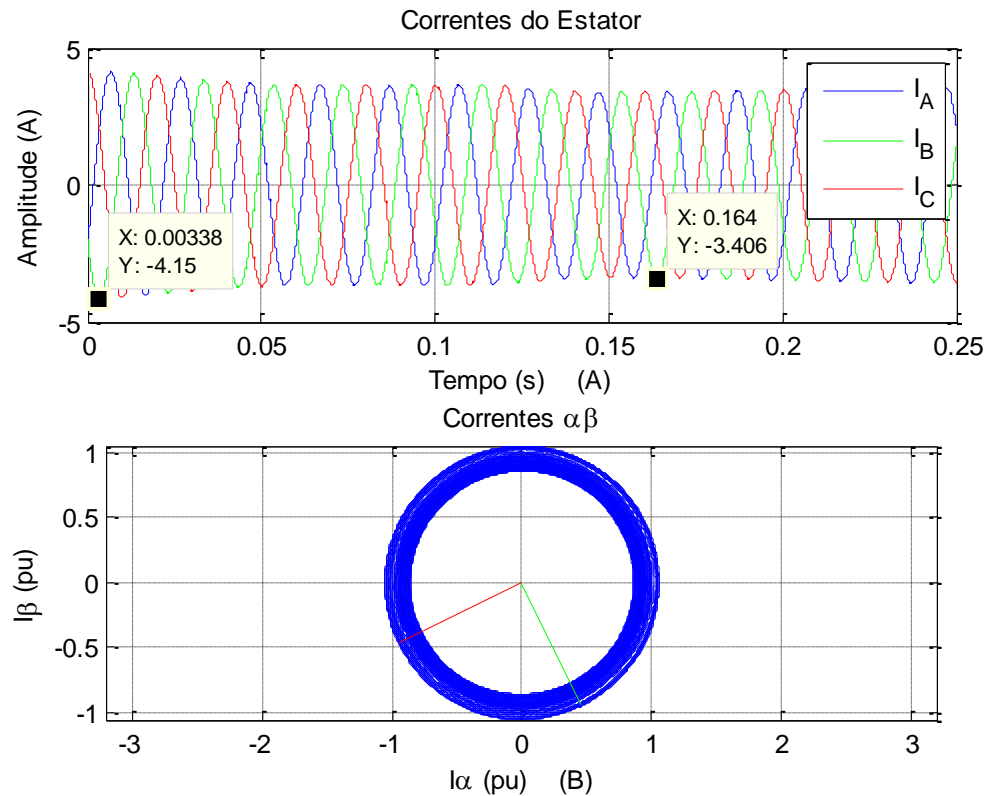
A figura 5.33 A) e 5.34 A) mostra a evolução em temporal das correntes do estator para o conjunto de dados da tabela 5.4. Em ambas as figuras observa-se novamente a variação da amplitude máxima das correntes do estator, tal como na simulação anterior. A única diferença a registar é na amplitude das correntes devido ao aumento das correntes, provocado pelo aumento do binário de carga.



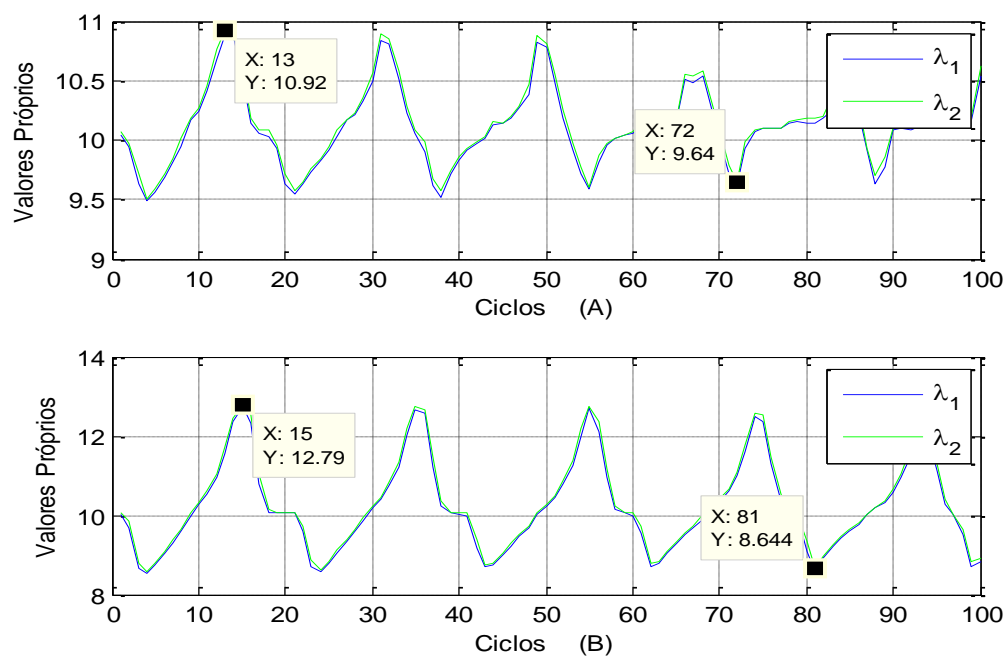
**Figura 5.33** – A) Evolução temporal das correntes do estator do conjunto de dados 2 com falha no rotor com  $SF_r=12\%$ . (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ .

Tal como na simulação anterior constata-se que os vectores de transformação  $\alpha\beta$  nas figuras 5.33 B) e 5.34 B) mantêm a forma anelar.

Na figura 5.35 observa-se que os valores próprios variam ao longo do tempo. Neste caso em concreto a variação destes apresenta uma maior amplitude. Para ambos os casos verificou-se que o factor de severidade é de 12% e 33%, figura 5.35 A) e 5.35 B) respectivamente.

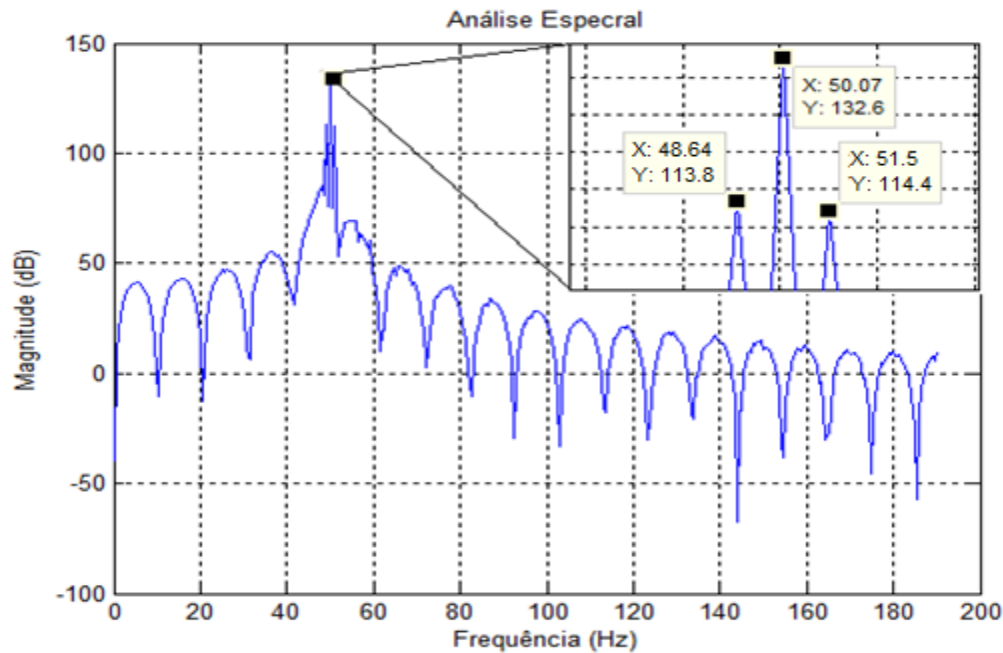


**Figura 5.34** – A) Evolução temporal das correntes do estator do conjunto de dados 2 com falha no rotor com  $SF_r=33\%$ . (B) Vector de transformação  $\alpha\beta$ .

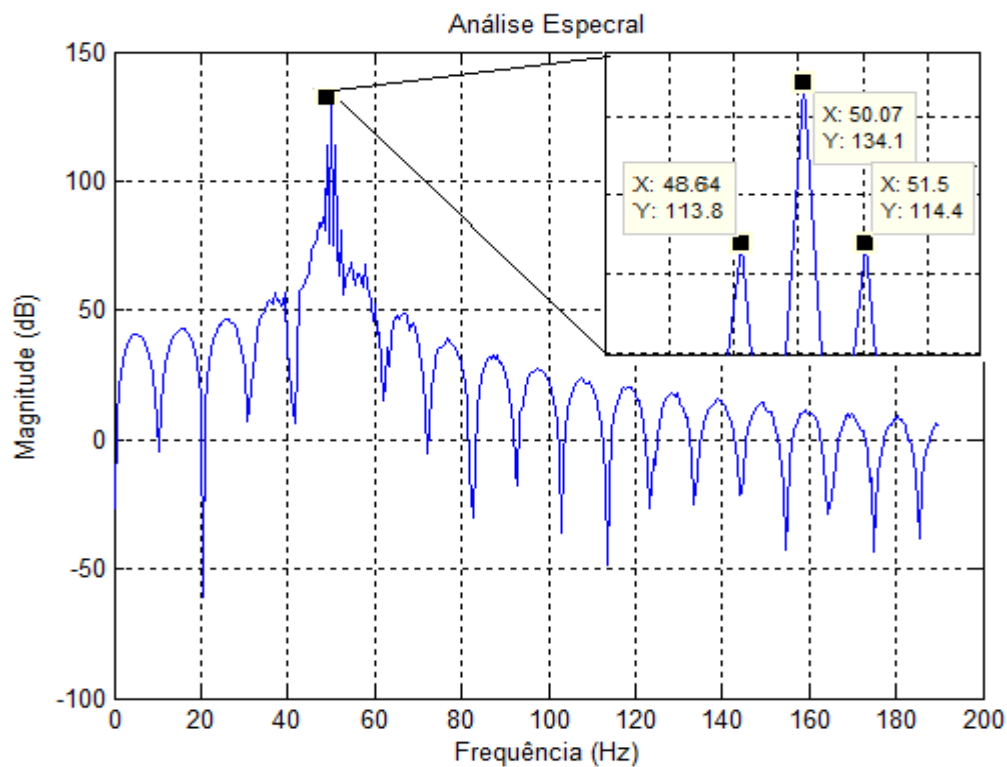


**Figura 5.35** Variação dos valores próprios para o conjunto de dados 2 com falha do rotor aplicada A) Fase B -  $SF_r=12\%$ . (B) Fase -  $SF_r=33\%$ .

A figura 5.36 e 5.37 apresenta os espectros de corrente, como se observa o comportamento é idêntico, as componentes de frequência associadas à falha aparecem novamente perto da frequência de alimentação devido ao baixo valor de escorregamento. As frequências associadas à falha no rotor são aproximadamente 48.5Hz e 51.5Hz para ambos os casos



**Figura 5.36** – Análise Espectral com falhas no rotor para os dados 2 com -  $SF_r = 12\%$ .



**Figura 5.37** – Análise Espectral com falhas no rotor para os dados 2 com -  $SF_r = 33\%$ .

## Capítulo 6

# Conclusões

A evolução dos sistemas de energia eólica têm tido consequências positivas a nível económico, energético e ambiental. Porém, com a expansão destes sistemas e a sua introdução em larga escala nas redes eléctricas, novos desafios foram surgindo. Um destes desafios é garantir o correcto funcionamento dos sistemas eólicos de modo a não provocarem quebras de energia na rede eléctrica.

No sentido de responder a esse desafio, o objectivo principal desta dissertação foi implementar um sistema de detecção e diagnóstico (SDD) de falhas num gerador de indução duplamente alimentado, bastante usado em sistemas de energia eólica.

Os algoritmos implementados apenas cobrem parte das falhas eléctricas de uma máquina de indução nomeadamente, curto-circuitos nos enrolamentos do estator e barras do rotor quebradas. No entanto, estas falhas representam aproximadamente 50% das falhas de uma máquina de indução.

O SDD proposto tem como base a análise da assinatura das correntes do estator e foram implementados dois algoritmos de forma a processar as correntes lidas. No primeiro algoritmo, PCA, são analisados os valores próprios do vector de transformação  $\alpha\beta$  das correntes do estator. O segundo algoritmo, FFT, analisa as componentes de frequência existentes no espectro das correntes do estator. Ambos os algoritmos foram aplicados com sucesso, conseguindo detectar a presença de falhas em estudo, neste caso, curto-circuitos nos enrolamentos do estator e barras do rotor quebradas.

Com o presente trabalho ficou demonstrado algumas das vantagens do uso de SDD nos equipamentos de energia eólica para a detecção e diagnóstico de falha. O facto dos algoritmos implementados não dependerem dos parâmetros da máquina diminui a sua complexidade aumentando a sua robustez na aplicação em sistemas físicos.

Pelos resultados obtidos no capítulo 5 pode-se concluir que o sistema implementado foi aplicado com sucesso, conseguindo atingir os objectivos propostos, nomeadamente, a detecção de e diagnóstico das falhas e também o cálculo do seu factor seu factor de severidade.

Em relação ao primeiro algoritmo implementado, PCA, verificou-se que ambas as falhas simuladas foram detectadas facilmente. No caso de falhas do estator verificou-se que a deformação existente no padrão do vector de transformação  $\alpha\beta$  assume a forma de uma elipse que aumenta com o aumento da gravidade da falha. No caso de falhas do rotor o padrão do vector de transformação mantém a forma circular, no entanto apresenta a forma de um anel devido a variação de amplitude do par de valores próprios. Este método permite também identificar a fase onde a falha ocorre e calcular o seu factor de severidade, o que é bastante vantajoso pois permite acções de manutenção mais rápidas e eficazes, evitando assim paragens desnecessárias.

O segundo algoritmo, FFT, permitiu também detectar ambas as falhas aplicadas através da análise do espectro das correntes do estator. Em ambas as falhas simuladas observa-se o aparecimento de novas componentes de frequência associadas às falhas aplicadas. No entanto verificou-se que para o caso de falhas no rotor as novas componentes de frequência aparecem perto da frequência de alimentação, dificultando assim o diagnóstico das falhas aplicadas no rotor. O uso deste método é benéfico visto que permite distinguir o tipo de falha ocorrida.

Comparando os resultados obtidos, verifica-se que o algoritmo PCA é mais robusto, pois como apenas depende das correntes do estator, este detectou com mais facilidade as falhas simuladas. No caso da FFT verificou-se que foi possível distinguir as falhas simuladas no estator com facilidade, no entanto observou-se que para situações de baixo binário torna-se difícil diagnosticar as falhas aplicadas no rotor, pois as componentes de frequência associadas às falhas surgem perto do valor da frequência de alimentação.

Em suma, pode se concluir que ambos os algoritmos são uma alternativa válida para sistemas de detecção e diagnóstico de falhas. Ambos conseguiram detectar e diagnosticar as falhas simuladas, e como apenas necessitam de conhecer o valor das correntes do estator não requer a instalação adicional de outros sensores facilitando assim a sua implementação em sistemas físicos.

O trabalho realizado fornece bons indicadores para o estudo de falhas em geradores. Contudo, seria interessante validar os resultados obtidos e futuramente abordar alguns temas relacionados com o presente trabalho, como por exemplo:

1. A implementação prática do modelo GIDA e do SDD, no sentido de comparar os resultados obtidos através de simulação e num sistema físico.
2. Implementação de métodos de detecção e diagnósticos capazes de detectar falhas mecânicas.
3. Estudo do impacto na rede do funcionamento do GIDA com falhas.

# Bibliografia

- [1] GEO, “Green Energy Ohio,” [Online]. Available: <http://www.greenenergyohio.org/page.cfm?pageId=341>. [Acedido em 18 04 2013].
- [2] E. Commission, “European Commission - Research & Innovation,” [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index\\_en.cfm?pg=research-wind](http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index_en.cfm?pg=research-wind). [Acedido em 18 04 2013].
- [3] U. S. E. I. Administration, “International Energy Outlook 2011,” 2001.
- [4] W.El-Khattam e M. Salama, “Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits,” *Electric Power Systems Research* , vol. 71, pp. 119-128, 2004.
- [5] I. E. Agency, “www.iea.org,” [Online]. Available: <http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>. [Acedido em 20 04 2013].
- [6] M. STURC, “Environment and energy,” eurostat statistics, 2012.
- [7] T. The European Wind Energy Association, “Wind in Power 2011 European Statistics,” 2012.
- [8] W. W. E. Association, “www.wwindea.org,” [Online]. Available: [http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012\\_final.pdf](http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012_final.pdf). [Acedido em 08 08 2013].
- [9] P. S. Georgilakis, “Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 852-863, 2006.
- [10] P. T. L. R. M. N. Zaggout, “Wind Turbine Doubly Fed Induction Generator Fault Detection Based on Control Loop Signals,” em *Europe's Premier Wind Energy Event*, Copenhagen, 2012.
- [11] P. F. Odgaard, J. Stoustrup e M. Kinnaert, “Fault Tolerant Control of Wind Turbines: A Benchmark Model,” em *Elsevir IFAC Publications/IFC Proceedings Series*, Barcelona,Spain, 2009.

- 
- [12] S. Sheng e P. Veers, "Wind Turbine Drive Train Condition Monitoring - An Overview," em *Applied Systems HEalth Managment Conference*, Virginia, May 2011.
- [13] R. Isermann e P. Ballé, "Trends in the Application of Model - based Fault Detecion and Diagnosis of Technical Process," *Control Engineering Practice*, vol. 5, pp. 709 - 719, 1997.
- [14] R. Isermann, "Supervision, Fault - Detection and Fault - Diagnosis Methods - An Introducion," *Control Engineering Pactrice* , vol. 5, pp. 639 - 652, 1997.
- [15] N. R. E. Laboratory, "www.nrel.gov," 01 06 2013. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/59111.pdf>. [Acedido em 20 08 2013].
- [16] J. M. P. Pérez, A. T. Fausto Pedro García Márquez e M. Papaelias, "Wind Turbine Reliability Analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 463-472, 2013.
- [17] L. M. Popa, B.-B. Jensen, E. Titchie e I. Boldea, "Condition monitoring of wind generators," 2003.
- [18] W. T. Thomson e M. Fenger, "Current signature analysis to detect induction motor faults," *Industry Applications Magazine*, vol. 7, pp. 26 -34, 2001.
- [19] A. Yazidi, H. Henao, G. A. Capolino, D. Cadasei e F. Filippetti, "Simulation of a doubly-fed induction machine for wind turbine generator fault analysis," em *Diagnostic for Electric Machines, Power Electronics and Drives*, Vienna, 2005.
- [20] K. S. Gaeid, H. W. Ping, M. Khalid e A. L. Salih, "Fault Diagnosis of Induction Motor Using MCSA and FFT," *Electrical and Electronic Engineering*, vol. 2, pp. 85 - 92, 2001.
- [21] S. Nandi, H. A. Toliyat e X. LI, "Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Motors - A Review," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, pp. 719 - 729, 2005.
- [22] E. A. S. Association, "www.eemsco.com," [Online]. Available: <http://www.eemsco.com/Documents/Typical%20Causes%20of%20Winding%20Failures.pdf>. [Acedido em 25 08 2013].
- [23] A. Siddique, G. S. Yadava e B. Singh, "A review of Stator Fault Monitoring Techniques of Induction Motors," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, 2005.
- [24] M. R. -. Guasp, M. F. Cabanas, J. A. António-Daviu, M. Pineda-Sánchez e C. H. R. García, "Influence of Nonconsecutive Bar Breakages in Motor Currente Signature Analysis for the



- Diagnosis of Rotor Faults in induction Motors,” *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 25, pp. 80 - 89, 2010.
- [25] N. T. Corporotion, “<http://www.nmbtc.com>,” [Online]. Available: <http://www.nmbtc.com/bearings/white-papers/what-is-a-ball-bearing.html>. [Acedido em 27 08 2013].
- [26] Z. Hameed, Y. S. Hong, Y. M. Cho, S. H. Ahm e C. K. Song, “Condition Monitoring and Fault Detection of Wind Turbines and Related Algorithms: A Review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1 - 39, 2009.
- [27] M. L. Sin, W. L. Soong e N. Ertugrul, “Induction Machine On-line Condition Monitoring and Fault Diagnosis - A Survey,” em *Australasian Universities Power Engineering Conference*, Chistchurch, New Zeland, 2003.
- [28] J. Cusidó, L. Romeral, J. A. Ortega, J. A. Rosero e A. G. Espinosa, “Fault Detection in Induction Machines Using Power Spectral DEnsity in Wavelet Decomposition,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 633 - 643, 2008.
- [29] M. E. H. Benbouzid, “Review of Induction Motors Signature Analysis as Medium for Faults Detecion,” *IEEE Trnasactions*, vol. 47, pp. 984 - 993, 2000.
- [30] H. Douglas, P. Pillay e P. Barendse., “The Detection of Interturn Stator Faults in Doubly-Fed Induction Generators,” *Industry Application Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting*, vol. 2, pp. 1097 - 1102, 2005.
- [31] V. F. Pires, J. F. Martins e A. J. Pires, “On-line Diagnosis of Three-Phase Induction Motor Using an Eigenvalue  $\alpha\beta$ -vector approach,” *International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 2, pp. 863 - 866, 2005.
- [32] V. F. Pires, J. Martins e A. Pires, “Eigenvector/Eigenvalue Analysis of a 3D Current Referential fault detection and Diagnosis of an Induction Motor,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, pp. 901 - 907, 2010.
- [33] N. Mehala e R. Dahiya, “Condition Monitoring Methods, Failure Identification and Analysis for Induction Machines,” *International Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*, vol. 3, n.º 1, pp. 10-17, 2009.
- [34] V. Kokko, Condition Monitoring of Squirrel-Cage Motors by Axial Magnetic Flux

- Measurements, Academic Dissertation, Faculty of Technology from Univeristy of Oulu, 2003.
- [35] T. W. Verbruggen, "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring," April 2003.
- [36] F. Services, "http://www.forensic.cc," [Online]. Available: <http://www.forensic.cc/qa-and-qc-services/ndt-services/thermography>. [Acedido em 27 08 2013].
- [37] A. J. M. C. S. M. A. Cruz, "Rotor Cage Fault Diagnosis in Three-Phase Induction Motors by Extended Park's Vector Approach," *Electric Machines & Power Systems*, pp. 289 - 299, 2000.
- [38] A. Yazidi, G. Capolino, F. Filippetti e D. Casadei, "A New Monitoring System for Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generators," em *Electrotechnical Conference, MELECON*, Málaga, Spain, 2006.
- [39] W. T.-. Thomson e R. J. Gilmore, "Motor Current Signature Analysis to Detect Faults in Induction Motor Drives - Fundamentals, Data Interpretation, and Industrial Case Histories," em *Proceedings of 32rd Turbomachinery Symposium*, 2003.
- [40] A. Yazidi, H. Henae, G. A. Capolino, M. Artioli, F. Filippetti e D. Casadei, "Flux Signatures Analysis: an Alternative Method for the fault Diagnosis o Induction Machines," em *Power Tech, IEEE Russia*, St. Petersburg, 2005.
- [41] M. C. Garcia, M. A. Sanz-Bobi e J. d. Pico, "SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance Application to the health condition monitoring of a wind turbine gearbox," *Computers in Industry*, vol. 57, pp. 552-568, 2006.
- [42] A. Zaher e S. McArthur, "A Multi - Agent Fault Detection System For Wind Turbine Defect Recognition and Diagnosis," 2007.
- [43] A. Zaher, S. D. J. M. Arthur e D. Infield, "Online Wind Turbine Fault Detection through Automated SCADA Data Analysis," 2009.
- [44] S. Toma, L. Capocchi e G.-. A. Capolino, "Wound-Rotor Induction Generator Inter-Turn Short-Circuits Diagnosis Using a New Digital Neural Network," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 4043 - 4052, 2013.
- [45] M. Neves, Máquina de Indução, Apontamentos da Cadeira de Electrotecnia Teórica, Lisboa: Falculdade de Ciênicas e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, 2007.

- 
- [46] M. F. Alves, ABC das Máquinas Eléctricas, Porto: Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2003.
- [47] S. K. Bisoyi, R. Jarial e R.A.Gupta, "A review of the state of the art of genrators and power electronics converter topologies for wind energy conversion system," *Internation Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, pp. 283 - 291, 2013.
- [48] J. A. Baroudi, V. Dinavahi e A. M. Knight, "A review of power converter topologies for wind generators," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2369 - 2385, 2007.
- [49] Z. Chen, J. M. Guerrero e F. Blaa djerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," *IEEE Transanctions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 1859-1875, 2009.
- [50] J. F. d. Jesus e R. M. G. Castro, Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos, Lisboa: Universidade Técnica de Lisba, Instituto Superiro Técnico, 2008.
- [51] G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo e G. Iwanski, Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2001.
- [52] Z. Song, C. Xia e T. Shi, "Assessing Trnasient response of DFIG based wind turbines during voltage dips regarding main flux saturation and rotor deep-bar effect," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 3283-3293, 2010.
- [53] J. Fletcher e J. Yang, "Introduction to the Doubly-Fed Induction Generator for Wind Power Application," em *Paths to Sustainable Energy*, InTech, 2010, pp. 259-278.
- [54] A. Carlsson, The back to back converter control and design, Suécia: Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, 1998.
- [55] A. Luna, F. K. A. Lima, P. Rodrigues, E. H.Watanabe e R. Teodorescu, "Comparison of power control strategies for DFIG wind turbines," em *Industrail Electronics,2008. IECON 2008. 34yh Annual Conference of IEEE*, Orlando, 2008.
- [56] F. J. M. Alves, Controlo Directo de Potência Aplicado a Geradores de Indução Duplamente Alimentados, Lisboa: Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologias, 2012.
- [57] G.-C. Hsieh, "Phase-Locked Loop Techniques. A Survey," *Industrial Electronics, IEEE*

- 
- Transactions on*, vol. 43, n.º 6, pp. 609-615, 1996.
- [58] V. Prasad e D. C. Sharma, “A Review of Phase Locked Loop,” *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 2, pp. 98 - 104, 2012.
- [59] X.-Q. GUO, W.-Y. WU e H.-R. GU, “Phase Locked Loop and Synchronization Methods for Grid-Interfaced Converters: A Review,” *PRZEGLAD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review)*, pp. 182-187, 2011.
- [60] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, K. Yin e S. N. Kavuri, “A Review of Process Fault Detection and Diagnosis Part I: Quantitative Model-Based Methods,” *Computers and Chemical Engineering*, vol. 27, pp. 293-311, 2003.
- [61] E. Sobhani-Tehrani e K. Khorasani, “Fault Detection and Diagnosis,” em *Fault Diagnosis of Nonlinear Systems Using a Hybrid Approach*, Springer, 2009, pp. 21-49.
- [62] E. L. Bonaldi, L. E. d. L. d. Oliveira, J. G. B. d. Silva e G. L. -. T. a. L. E. B. d. Silva, “Predictive Maintenance by Electrical Signature Analysis to Induction Motors,” 2012.
- [63] P. Tavner, L. Ran, J. Penmam e H. Sedding, *Condition Monitoring of Rotating Electrical Machines*, London: IET POWER AND ENERGY SERIES 56, 2008.
- [64] A. K. Jardine, D. Lin e D. Banjevic, “A Review on Machinery Diagnostic and Prognostics Implementing Condition-Based Maintenance,” *Mechanical Systems And Signal Processing* , vol. 20, pp. 1483 - 1510, 2006.
- [65] J. R. N. Jr., “Off-Line and On-Line Motor Electrical Monitoring and Condition Analysis: Payoffs and Problems,” em *Technology Showcase: Integrated Monitoring, Diagnostics and Failure Prevetion*, Alabama, 1996.
- [66] S. Grubic, J. M. Aller, B. Lu e T. G. Habetler, “A Survey on Testing and Monitoring Methods for Stator Insulation Systems of Low - Voltage Induction Machines Focusing on Turn Insulation Problems,” *IEEE Transactions On Industrail Electronics*, vol. 55, pp. 4127 - , 2008.
- [67] I. Jolliffe, *Princiapl Component Analysis*, Second Edition, US: Springer, 2002.
- [68] V. Choqueuse, M. E. H. Benbouzid, Y. Amirat e S. Turri, “Diagnosis of Three-Phase Electrical Machines Using Multidimensional Demodulation Techniques,” *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, vol. 59, n.º 4, pp. 2014-2023, 2002.

- 
- [69] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, K. Yin e S. N. Kavuri, "A Review of Process Fault Detection and Diagnosis Part III: Process History Based Methods," *Computers and Chemical Engineering*, vol. 27, pp. 327-346, 2003.
- [70] O. Ozgonenel e T. Yalcin, "A Complete Motor Protection Algorithm Based on PCA and ANN: A Real Time Study.," *Turk J. Elec. Eng. & Comp Sei*, vol. 19, pp. 317-334, 2011.
- [71] G. Marques, *Dinâmica das Máquinas Eléctricas*, Lisboa, 2002.
- [72] I. Y. Onel e M. E. H. Benbouzid, "Induction Motors Bearing Failures Detection and Diagnosis: Park and Concordia Transform Approaches Comparative Study," em *Electric Machines & Drives Conference, 2007*, Antalya, 2007.
- [73] T. Amaral, V.F.Pires, J. Martins, A.J.Pires e M. Crisóstomo, "Image Processing Based Classifier for Detection and Diagnosis of Induction Motor Stator Fault," em *Image Processing*, Yung -Sheng Chen, 2009, pp. 185-202.
- [74] C. Marcelo, J. P. Fossatti e J. I. Terra, "Fault Diagnosis Of Induction Motors Based On FFT," em *Fourier Transform - Signal Processing*, Dr. Salih Salih, ISBN, 2011, pp. 157 - 182.
- [75] S. W. Smith, "The Fast Fourier Transform," em *The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing*, California, California Technical Publishing, 2011, pp. 225 - 242.
- [76] J. S. Walker, *Fast Fourier Transforms*, CRC Press, 1996.
- [77] K. M. Siddiqui e V. K. Giri, "Broken Rotor Bar Fault Detection in Induction Motors using Transient Current Analysis," *International Journal Of Electronics & Communication Technology*, vol. 2, pp. 114-119, 2011.
- [78] J. C. P. Palma, *Accionamentos Electromecânicos de Velocidade Variavel*, Fundação Caloust Gulbenkian, 2008.



# Anexo A

```
% Bruno Valente
%Sistema de Detecção e Diagnóstico de Falhas em
%Geradores de Indução Duplamente Alimentados

clc
close all
%clear

disp ('Dados Carregados')

alltime=length(Pe.time);
time=Pe.time;
w=wm.signals.values(:,:);

Iea= ie_a.signals.values(:,:);
Ieb= ie_b.signals.values(:,:);
Iec= ie_c.signals.values(:,:);
ial=Iea;
ib1=Ieb;
ic1=Iec;

%Initialization
timeSimulation=Pe.time(length(Pe.time)); %Tempo de Simulação[s]
samplesNumber=length(ial); %Número de Amostras
cycle=0.02; %Tempo de um Ciclo [s]

sampleTime=timeSimulation/samplesNumber;
window= floor(cycle/sampleTime); %Número de Amostras de um
ciclo

transitorytime=1.5; %Tempo de arranque
transitoryzone=window*(transitorytime/cycle); %Zona de arranque
finalSample=transitoryzone+window*floor((samplesNumber-
transitoryzone)/window);

%arranque:tempo -> zona onde os resultados são úteis
ia=ial(transitoryzone:finalSample-1);
ib=ib1(transitoryzone:finalSample-1);
ic=ic1(transitoryzone:finalSample-1);

utilLength=length(ia);
iterations=utilLength/window;

%Variaveis

ialpha=zeros(utilLength,1);
ibeta=zeros(utilLength,1);

ialpha_temp=zeros(iterations,1);
ibeta_temp=zeros(iterations,1);
```

---

```

%Valores Proprios
darr1=zeros(iterations,1);
darr2=zeros(iterations,1);
vectores=zeros(iterations,4);
maxError=zeros(iterations,1);
maxarr=zeros(iterations,1);
minarr=zeros(iterations,1);
Sstarr=zeros(iterations,1);
matriz=zeros(iterations,1);
mate=zeros(iterations,4);

%PCA Cycle
disp ('Start For Cycle')

index=1;
for index= 1:1:iterations
    i=1;
    for i=1:1:window
        line=window*(index-1)+i;

        ialpha_temp(i,1)=(sqrt(2/3)*ia(line,1)-(1/sqrt(6))*ib(line,1)-
(1/sqrt(6))*ic(line,1));
        ibeta_temp(i,1)=((1/sqrt(2))*ib(line,1)-(1/sqrt(2))*ic(line,1));

        ialpha(line,1)=(ialpha_temp(i,1));
        ibeta(line,1)=(ibeta_temp(i,1));
    end

    S=[(ialpha_temp) (ibeta_temp)];

    E=(S'*S)/(window-1);
    [V,D]=eig(E);

    D=diag(D);
    darr1(index,1)=double(D(1,1));
    darr2(index,1)=double(D(2,1));

    mineig=min(D);
    maxeig=max(D);

    maxarr(index,1)=(maxeig);
    minarr(index,1)=(mineig);

    %Ver erro estator
    maxError(index,1) = 1 - (mineig/maxeig);
    if (maxError(index,1) > 0)
        disp('--Falha Estator--')
        %Factor de severidade falha estator
        SFest(index,1)=maxError(index,1);
    else
        disp('-- Sem Falha --')
        SF(index,1)=maxError(index,1);
    end
end
disp ('Fim Loop')
time(alltime)
Sest=mean(maxError);
if (maxError(index,1) > 0)
    disp('-- Falha Estator --')

```



---

```

        %Sst1=(max(D)-min(D))/max(D);
else
    disp('-- Sem Falha --')
end

Sest

Srotor= ((max(maxarr)- min(minarr))/max(maxarr));
if (Srotor > 0)
    disp('-- Falha no Rotor --')
else
    disp('-- Sem Falha no ROTOR --')
end
Srotor

pause
%-----FFT-----
clc

ts=sampleTime;      %Tempo de amostra
fs=1/ts;             %Frequencia
t=1:utilLength;
%Escorregamento

vsin=3000;
wmax=max(w);
s=(3000 - wmax)/3000;

y=ia;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Next Power of 2 from the current lenght
NFFT=pow2(nextpow2(utilLength));
Y= fft(y,NFFT); %
P=Y.*conj(Y)/utilLength;
spec=20*log10(P);
fa=f;
spec=spec;
Ya=Y;

y=ib;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Next Power of 2 from the current lenght
NFFT=pow2(nextpow2(utilLength));
Y= fft(y,NFFT); %
P=Y.*conj(Y)/utilLength;
spec=20*log10(P);
fb=f;
spec=spec;
Yb=Y;

y=ic;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Next Power of 2 from the current lenght
NFFT=pow2(nextpow2(utilLength));
Y= fft(y,NFFT);
spec=20*log10(P);
fc=f;
spec=spec;
Yc=Y;

```